



UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR

DEPARTAMENTO DE TECNOLOGÍA ELECTRÓNICA

PROYECTO FIN DE CARRERA

INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL

ELECTRÓNICA INDUSTRIAL

**ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DE UNA INSTALACIÓN
SOLAR FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED DE 5KW**

AUTOR: Esther Sanz López-Argumedo

DIRECTOR: Vicente Salas Merino

LEGANÉS, DICIEMBRE 2009

INDICE

OBJETIVO

<u>CAPÍTULO 1</u>	1
1. Introducción.....	1
2. Impacto social y medioambiental.....	3
3. Protocolo de Kyoto y cambio climático.....	5
4. Beneficios de la Fotovoltaica	7
5. Historia de la Fotovoltaica	8
6. Mercado Fotovoltaico actual	10
 <u>CAPÍTULO 2</u>	12
1. Sistemas fotovoltaicos	12
2. Tipo de sistemas fotovoltaicos.....	12
2.1 Sistemas aislados.....	13
2.2 Sistemas conectados a red.....	15
3. Elementos Sistema Fotovoltaico conectado a red	18
3.1 Generador Fotovoltaico.....	18
3.2 Inversor	19
3.3 Contador.....	21
3.4 Seguidor solar	21
4. Módulos fotovoltaicos.....	22
4.1 Efecto fotovoltaico	22
4.2 Tipos de celda.....	23
4.3 Curvas características de las celdas fotovoltaicas	24
4.4 Proceso de fabricación de los módulos fotovoltaicos.....	26
4.5 Efecto de factores ambientales sobre las características de salida.....	28
4.6 Interacción del dispositivo fotovoltaico con carga.....	29
 <u>CAPÍTULO 3</u>	31
1. Instalación de 5kW.....	31
1.1 Objeto del proyecto.....	31
1.2 Localización de la instalación	32
1.3 Beneficios de la instalación	32
2. Diseño de un sistema fotovoltaico conectado a red	33
2.1 Descripción de la instalación	33
2.2 Justificación de la potencia.....	33
3. Componentes y materiales	34
3.1 Módulos fotovoltaicos	34
3.2 Inversor DC/AC.....	35
3.3 Estructura soporte	36
3.4 Instalación eléctrica	37
3.5 Conexión a red.....	38
3.6 Medidas.....	38
3.7 Protecciones	39

3.8 Puesta a tierra.....	40
3.9 Armónicos y compatibilidad electromagnética.....	40
3.10 Canalizaciones.....	41
3.11 Sistema de monitorización.....	41
4. Esquema unifilar	42
 <u>CAPÍTULO 4</u>	 43
1. Conceptos de energía.....	43
1.1 Radiación solar.....	43
1.2 Irradiancia.....	44
1.3 Irradiación.....	45
1.4 Rendimiento energético.....	45
1.5 HES.....	45
1.6 CEM	45
2. Estudio energético de la instalación.....	46
2.1 Cálculo de la producción anual esperada.....	46
2.2 Estimación de la irradiación anual esperada	50
2.3 Estimación de la irradiación anual efectiva.....	51
2.4 Factores de pérdidas.....	52
2.5 Orientación, inclinación	54
2.6 Producción de energía.....	54
 <u>CAPÍTULO 5</u>	 56
1. Viabilidad económica.....	56
1.1 Relación de trámites	56
1.2 Ingresos anuales	57
1.3 Estudio económico.....	57
1.4 Datos de partida.....	63
1.5 VAN, TIR y PAY_BACK.....	64
1.6 Resultados	65
1.7 Normativa	66
 PRESUPUESTO.....	 67
 ESTUDIO ECONÓMICO – MADRID -	 68
 ESTUDIO ECONÓMICO – GRANADA -	 69
 ESTUDIO ECONÓMICO – ASTURIAS –	 70
 CONCLUSIONES.....	 71
 ANEXO DE CÁLCULOS	 73
 ANEXO DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS.....	 80
 PLANOS.....	 81

Objetivo

Objetivo del proyecto

El presente proyecto se basa en el estudio de una instalación fotovoltaica de 5kW. Se trata de determinar tanto la viabilidad económica como técnica de una instalación fotovoltaica conectada a red, es decir de una instalación fotovoltaica destinada a la venta de la totalidad de la energía, a la red de transporte de energía eléctrica español.

Para dicho estudio se calculará la radiación solar incidente de tres instalaciones FV, ubicadas en tres ciudades españolas, y se estimarán los ingresos anuales que se obtienen con la venta de la energía generada en cada instalación.

Las opciones llevadas a estudio serán las ciudades de Granada, Asturias y Madrid. Para el estudio técnico se tendrá en cuenta que las características técnicas de la instalación son las mismas para las tres ciudades.

El proyecto partirá de las siguientes bases:

- La instalación tendrá una potencia de 5kW.
- No es objeto de estudio la compañía eléctrica a la que se venderá la electricidad producida, tan sólo nos interesa saber que la instalación estará conectada a la línea de baja tensión monofásica.
- La instalación se encuentra situada en el tejado de un edificio cuya cubierta es plana.
- Las ciudades elegidas corresponderán a localidades con latitudes dispares, de tal forma que el estudio pueda ser más amplio. Se escogerán ciudades cuyos índices de radiación corresponden con las de mayor, menor y un nivel intermedio de radiación solar anual.
- Los cálculos técnicos se realizarán en base al Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red y teniendo en cuenta toda la normativa aplicable para las instalaciones en régimen especial.

- El presupuesto de la instalación será realizado con materiales que se encuentran actualmente en el mercado. Los precios de los mismos serán obtenidos de empresas de instalaciones y proveedores de material eléctrico.
- El cálculo económico se basará en una serie de parámetros elegidos de tal forma que los resultados sean coherentes con el proyecto. Se utilizará un estudio del VAN y el TIR y se completará con un cálculo del período de recuperación.

Conocida la potencia, se especificarán los componentes que compondrán la instalación. Desde el número de placas, cuya potencia pico deberá ser superior a la requerida, para un mejor funcionamiento de la instalación, pasando por un inversor que deberá ofrecernos una potencia de salida como máximo de 5kW y terminando en un contador bidireccional que recoja la medida de energía vertida a la red.

Una vez conocidos los materiales a utilizar y atendiendo a los cálculos realizados, se preparará el presupuesto de la instalación. Dichos cálculos atenderán a:

- Los módulos que debemos poner y cómo los debemos conectar. Dependiendo del terreno donde se coloquen, la situación y separación que deben tener. Incluidas las estructuras que soportan los paneles solares.
- Cálculo de inversor teniendo en cuenta las corrientes y tensiones máximas que admite y la potencia de salida del mismo.
- Las protecciones necesarias para este tipo de instalaciones.
- Contador para la medida de la energía generada

Las hojas de características de cada componente aparecen en la parte final del proyecto. Cada uno de éstos deberá estar homologado y cumplir los requerimientos técnicos específicos para este tipo de instalaciones según se recoge en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a la Red, que garantizan en todo momento la calidad del suministro eléctrico.

La ubicación y orientación, el cómo se encuentra situada la instalación, es un punto muy importante del proyecto. Saber si la instalación se encuentra orientada al Sur o la inclinación de los paneles solares, es información crucial para determinar la radiación solar que incide sobre los módulos solares de nuestra instalación, y calcular la energía solar anual prevista. De esta forma conoceremos la viabilidad de la instalación.

No entran a estudio los trámites necesarios para la implantación de la instalación fotovoltaica y venta a la red, tan sólo se enumerarán para saber los pasos que se requieren para llevar a cabo un proyecto de estas características.

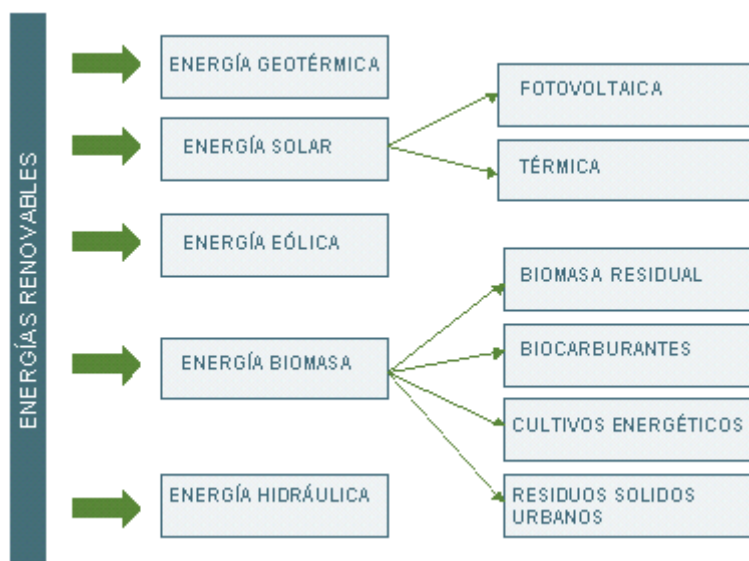
Capítulo 1

1. Introducción

Las Energías Renovables son fuente de energía continua e inagotable, son la alternativa del futuro ya que su impacto medioambiental es mínimo, frente a las energías actuales.

Se trata de energías limpias, que se pueden utilizar de forma autogestionada, ya que permiten ser aprovechadas en el mismo lugar donde se producen.

Se dividen en las siguientes categorías dependiendo de los recursos naturales utilizados para la generación de energía:



El sector fotovoltaico se encuentra en estos momentos a la vanguardia de las Energías Renovables. Durante los últimos años existe una conciencia mayor del aprovechamiento de los recursos naturales como fuente de energía. Se ha incrementado el deseo de utilizar energías renovables para preservar el medio ambiente.

La energía solar fotovoltaica es una fuente fiable de producción de energía eléctrica. Supone la conversión directa de la energía solar en energía eléctrica a través del efecto fotovoltaico, utilizando como medio las “células solares”.

El objetivo principal del proyecto será el estudio de un sistema fotovoltaico conectado a la red, de una potencia de 5 kW.

El estudio comprende el dimensionado del sistema fotovoltaico, estudio de radiación y viabilidad para distintas regiones.

2. Impacto social y medioambiental

El uso de energías renovables tiene importantes beneficios medioambientales puesto que sustituyen combustibles fósiles como es el caso del carbón o el petróleo. La concienciación de la preserva del medio ambiente está cada día más presente en la sociedad.

El fomento de las Energías Renovables es uno de los puntos fuertes tanto de la política europea como española.

Para ello se están promoviendo distintos tipos de ayuda por parte de los Gobiernos, para dar apoyo a inversiones y facilitar el desarrollo tecnológico.

Se ayuda por tanto a crear una percepción de riesgo menor ante las energías renovables.

La Comisión Europea ha desarrollado además varias iniciativas a favor del desarrollo de las Energías Renovables en Europa lo que implica el desarrollo de normativas legales que afectan a todos los estados miembros.

A parte de esto, muchas Comunidades Autónomas tienen programas complementarios al marco Europeo para promocionar las energías renovables.

Según el Instituto Sindical de Trabajo, Ambiente y Salud de CCOO, las energías renovables emplearon a más de 89.000 trabajadores (empleos directos) en 2007. Las previsiones superan los 94.000 empleos directos para 2010.

El impacto ambiental en la generación de electricidad de las energías convencionales es 31 veces superior al de las energías renovables según los resultados del estudio “Impactos Ambientales de la Producción de Electricidad”, elaborado por AUMA y auspiciado por ocho instituciones entre las que se encuentran los órganos competentes de cinco gobiernos autónomos (Cataluña, Aragón, País Vasco, Navarra y Galicia), el IDAE, el Ciemat y la Asociación de Productores de Energías Renovables-APPA.

Tabla 1 : Comparación del impacto ambiental de las diferentes formas de producir electricidad (Emisiones de contaminantes - toneladas por GWh - en la producción de electricidad, para todo el ciclo de combustible -gas natural en ciclo combinado-)

Fuente de energía	CO ₂	NO _x	SO ₂	Partículas sólidas en suspensión	CO	Hidro-carburos	Residuos nucleares	Total
Carbón	1.058,2	2,986	2,971	1,626	0,267	0,102	-	1.066,1
Gas natural	824,0	0,251	0,336	1,176	TR	TR	-	825,8
Nuclear	8,6	0,034	0,029	0,003	0,018	0,001	3,641	12,3
Fotovoltaica	5,9	0,008	0,023	0,017	0,003	0,002	-	5,9
Biomasa	0,0	0,614	0,154	0,512	11,361	0,768	-	13,4
Geotérmica	56,8	TR*	TR	TR	TR	TR	-	56,8

Eólica	7,4	TR	TR	TR	TR	TR	-	7,4
Solar	3,6	TR	TR	TR	TR	TR	-	3,6
Hidraulica	6,6	TR	TR	TR	TR	TR	-	6,6

Fuente: US Department of Energy, Council for Renewable Energy Education y Worldwatch Institute.

Con el uso de energías renovables se pretende que las fuentes de obtención actuales como el petróleo, el gas y el carbón pasen a un segundo plano. Debemos tener en cuenta que estas fuentes son recursos limitados y no distribuidos equitativamente por el planeta. Con el actual modelo energético las nuevas generaciones verían el agotamiento de esas fuentes, comprometiendo el desarrollo de la humanidad.

3. Protocolo de Kioto y Cambio Climático

(FUENTE DE INFORMACIÓN GREEN PEACE)

El cambio climático supone un aumento de la temperatura del planeta. En un futuro este tendrá consecuencias nefastas. El cambio climático es uno de los puntos que se desean solucionar con el uso de las energías renovables.

Los datos muestran que la temperatura anual en Europa se ha incrementado entre los 0.3°C y 0.6°C desde 1900, la década de los 90 ha sido la más calurosa de la siglo, el nivel del mar ha crecido entre 10 y 25 cm en los últimos 100 años y se ha reducido la superficie de los hielos continentales y oceánicos durante este siglo.

Son cambios evidentes y la mayoría de las causas pueden atribuirse a la emisión de los gases de efecto invernadero y aerosoles por la actividad humana.

Ante este hecho los gobiernos acordaron en **1997** el Protocolo de Kioto del Convenio Marco sobre Cambio Climático de la **ONU (UNFCCC)**. El acuerdo ha entrado en vigor sólo después de que 55 naciones que suman el 55% de las emisiones de gases de efecto invernadero lo ha ratificado. En la actualidad 129 países, lo han ratificado alcanzando el 61,6 % de las emisiones como indica el barómetro de la **UNFCCC**.

El objetivo del Protocolo de Kioto es conseguir reducir un 5,2% las emisiones de gases de efecto invernadero globales sobre los niveles de 1990 para el periodo 2008-2012. Este es el único mecanismo internacional para empezar a hacer frente al cambio climático y minimizar sus impactos. Para ello contiene objetivos legalmente obligatorios para que los países industrializados reeducan las emisiones de los 6 gases de efecto invernadero de origen humano como dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O), además de tres gases industriales fluorados: hidrofluorocarbonos (HFC), perfluorocarbonos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF₆).

Situación en España:

La Unión Europea se comprometió, dentro del Protocolo de Kioto, a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero un 8% sobre los niveles de 1990 para el período 2008-2012.

Dentro de las negociaciones internas en Europa para un correcto reparto de compromisos de reducción, y con objeto de llegar a la convergencia económica europea, España se comprometió a no aumentar sus emisiones de gases de efecto invernadero por encima del 15% sobre los niveles de 1990.

En marzo 2007, se establece el compromiso de reducir como mínimo un 20% la emisión de gases con efecto invernadero y para el 2020 reducción de un 30% en los países desarrollados. Como objetivo obligatorio se ha establecido para la misma fecha, que el 20% de la energía consumida sea de origen renovable (biomasa, hidráulica, eólica y solar) frente al actual 12% establecido en el libro blanco de las Energías Renovables.

La perspectiva a más largo plazo, 2050, es disminuir entre el 60 y 80% los gases contaminantes.

El **Plan de Energías Renovables 2005-2010** es el que está actualmente vigente y establece como objetivo para el año 2010 la generación de un 12% de la energía primaria mediante fuentes de energía renovable.

Las energías renovables aportaron en 2008 el 7,6% del consumo de energía primaria en España, lo que supone un incremento de seis décimas con respecto al balance anterior, según datos aportados por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). Teniendo en cuenta este crecimiento, el objetivo del 12% de consumo en renovables, se desplaza hasta el año 2014.

SEGUIMIENTO DEL PER 2005-2010

Áreas Eléctricas	Incremento [2005+2006+2007] (MW)	Incremento [2007] (MW)	Objetivo PER [2005-2010] (MW)	Grado Cumplimiento global	Situación 2007 (MW)	Situación Final 2010 (MW)
Hidroeléctrica	207	59	810	25,5%	4.851	5.456
Biomasa	83	36	973	8,5%	427	1.317
Co-Combustión	0	0	722	0,0%	0	722
Eólica	6.793	3.374	12.000	56,6%	15.110	20.155
Solar Fotovoltaica	480	341	363	132,1%	516	400
Biogás	28	8	94	29,4%	169	235
Solar Termoelectrica	11	0,08	500	2,2%	11	500
TOTAL	7.801	3.818	15.462	49,2%	21.084	28785(*)

Áreas Térmicas	Incremento [2005+2006+2007] (ktep)	Incremento [2007] (ktep)	Objetivo PER [2005-2010] (ktep)	Grado Cumplimiento global	Situación 2007 (ktep)	Situación Final 2010 (ktep)
Biomasa	71	15	583	12,2%	3.499	4.070
Solar Térmica	39	19	325	12,1%	93	376
TOTAL	111	34	908	12,2%	3.592	4.446

Biocarburantes (ktep)	819	499	1.972	41,52%	1.047	2.200 ktep
------------------------------	------------	------------	--------------	---------------	--------------	-------------------

(*)Sin hidráulica >50MW

fuentes (IDAE)

4. Beneficios de la Fotovoltaica

Los sistemas fotovoltaicos son actualmente una de las inversiones más rentables. La utilización del Sol como fuente de energía supone grandes ventajas.

Los usos dados a la Energía Solar Fotovoltaica pueden ser numerosos. Los sistemas aislados de la red pueden tener usos como viviendas, bombeos, repetidores de telecomunicaciones... Mediante instalaciones conectadas a la red eléctrica se pueden utilizar para instalaciones pequeñas, como sería el caso de viviendas o aplicaciones a mayor volumen, como sería el caso de centrales, de hasta 5MW.

La energía solar fotovoltaica representa una buena solución para aquellas zonas donde la energía eléctrica no llega. Preservando las condiciones del entorno, como puede ser en el caso de los Parques Protegidos.



Los beneficios que obtenemos de la Energía Solar Fotovoltaica son numerosos entre los que destacan:

1. Se trata de una fuente limpia e inagotable puesto que su fuente es el Sol.
2. Bajo impacto medioambiental.
3. Elevada calidad energética.

Una de las principales acciones positivas que supone su uso es la reducción de emisiones de CO₂.

Según fuentes del IDAE(Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía), cada KWh generado con energía solar fotovoltaica evita la emisión a la atmósfera de aproximadamente un kilo de CO₂ comparándolo con la generación eléctrica con carbón y aproximadamente 400 gramos de CO₂ en el caso de compararlo con la generación eléctrica con gas natural.

5. Historia de la Fotovoltaica

Actualmente las Energías Renovables están a la cabeza del desarrollo tecnológico del futuro. Se espera un incremento de su uso y para ello se exponen numerosas planificaciones energéticas.

España se encuentra en la segunda posición de productores europeos de energía solar fotovoltaica. La fabricación en España abastece al 30% del mercado europeo y al 8% mundial. Por su privilegiada situación y climatología, se ve particularmente favorecida respecto al resto de los países de Europa, ya que sobre cada metro cuadrado de su suelo inciden al año unos 1.500 kilovatios-hora de energía, cifra similar a la de muchas regiones de América Central y del Sur.

La primera fábrica española de silicio entrará en funcionamiento en 2009 y producirá 2.500 Tn anuales. En enero se ha cerrado el núcleo de accionistas de otra fábrica española de silicio, Silicio Energía, que se construirá en Los Barrios (Cádiz). La instalación estará operativa en 2009, producirá 2.500 toneladas anuales, supondrá una inversión de unos 250 millones de euros y se convertirá en la séptima factoría de este material en todo el mundo.

La primera central fotovoltaica de 100Kwp fue instalada por Iberdrola en San Agustín de Guadalix en 1984. Si hablamos del auge de las instalaciones solares en España, nos remitiremos a 1998, donde el número de instalaciones se reducía a cinco mientras que a finales de abril de 2006 había en España unas 8.374 instalaciones.

Durante este periodo la energía vendida a la red se ha multiplicado por 100: de 1 GWh en 1998, a los 102 GWh en 2006.

En 2006 había una potencia instalada en la Unión Europea de 3.311 Mwp (el 92% se en Alemania), un 60% superior al del 2005. Durante ese año, se incrementó la potencia en 1.238 Mwp, de los que 1.150 Mwp se realizaron en Alemania (93%); este aumento es muy superior al experimentado por Japón o Estados Unidos.

El informe *Solar Generation 2007*, presentado en el marco del Congreso de la energía solar concentrada (CSP Congress) subrayaba el rápido crecimiento de la industria solar y pronostica la capacidad de generar 300 mil millones de euros anualmente para 2030 y la creación de 6,5 millones de empleos. Según el informe, los principales datos de la energía solar fotovoltaica en 2030 en el mundo serían:

Potencia instalada: 1.272.000 MW.

Producción de electricidad: 1,8 billones de kilovatios-hora (1.802 TWh)

Consumidores con conexión a red: 776 millones

Consumidores sin conexión a red: 2.894 millones

Potencial de creación de empleo: 6,33 millones de puestos de trabajo

Valor de mercado: 318.000 millones de euros al año

Coste de la electricidad solar: de 0,07 a 0,13 euros por kWh dependiendo del lugar

Reducción acumulativa de CO₂: 6.671 millones de toneladas de CO₂

Demanda mundial de electricidad abastecida con energía solar fotovoltaica: 6,4-9,4% en 2030, 20-28% en 2040 (2).

En España el 2008 terminó con una potencia instalada de 3.120MW, lo que supone seis veces más que la del año anterior, con un liderazgo en la utilización de seguidores solares y potenciando tecnologías como módulos solares de capa delgada y de concentración, aportando un 7% de la producción mundial de generadores fotovoltaicos.

España se encuentra a la cabeza de Europa en energía solar termoeléctrica. Se coloca en segunda posición en energía eólica y fotovoltaica y el tercero en minihidráulica.

6. Mercado Fotovoltaico Actual

Actualmente la energía solar fotovoltaica en edificación, como es el caso de este proyecto, se rige mediante el Código Técnico de la Edificación.

Si por un lado las primas y tarifas van a ser modificadas, pudiendo desacelerar las inversiones en energía renovable de este tipo, el nuevo Código Técnico de la Edificación establece un aporte mínimo de energía fotovoltaica en las instalaciones de nueva construcción (Artículo 55.HE5).

La potencia mínima exigida dependerá de la zona climática donde se ubique la instalación, el tipo de uso del edificio y la superficie construida del mismo. El ámbito de aplicación se reduce a Centros comerciales, oficinas, hoteles y hostales, hospitales y pabellones que cumplan una superficie de instalación no inferior a 5000m² construidos.

La determinación de la potencia pico a instalar para cada uso se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$P = C \times (A \times S + B)$$

Donde:

- P es la potencia pico mínima a instalar, en kWp. La potencia pico es la potencia máxima del generador fotovoltaico en condiciones estándar de medida (irradiancia de 1.000 W/m², distribución espectral AM 1,5 G y temperatura de célula de 25°C).
- C es el coeficiente climático, que dependerá de la zona climática donde se encuentre el edificio bajo la aplicación de la exigencia. Toma valores desde 1,0 para la zona climática menos favorable, hasta 1,5 para la zona climática más favorable. Se definen 5 zonas climáticas.
- A y B son dos coeficientes que toman distintos valores según el uso del edificio. A se expresa en kWp/m², y B en kWp.
- S es la superficie construida del edificio, en m².

La potencia mínima instalar cuando se superé o iguale el límite de la tabla II.1. será de 6,25 kWp. La potencia máxima a instalar en aplicación de esta exigencia será de 62,5 kWp.

Desde el punto de vista económico, la regulación de la tarifa según el RD 661/2007 ha puesto en pie de guerra al mercado fotovoltaico.

Este **RD 661/2007** tiene en cuenta un **plazo de mantenimiento** de las tarifas y primas:

En el art. 37 de dicho Real Decreto se establece como objetivo de potencia instalada, 371MW.

Pero según el Art.22, cuando la CNE indicase que el 85% de 371 MW(315 MW) estuvieran conectados y facturando dentro del sistema electrónico, se establecería un plazo no menos a 12 meses para poder seguir inscribiéndose en el registro de instalaciones de régimen especial.

El 27 de Septiembre de 2007, este hecho sucede. Se publica la información por parte de la Comisión Nacional de Energía (CNE) del cumplimiento de los objetivos de las instalaciones en Régimen Especial.

Según se declara, con objeto de continuar con la implantación de esta tecnología se aumenta el objetivo vigente de 371MW de potencia instalada conectada a la red, recogido en el RD 661/2007, de 25 de Mayo, a una potencia de 1200MW.

En el mes de mayo de 2008, se alcanza a 1000MW la potencia instalada.

Con la implantación del RD 1578/2008 se busca una continuidad regulada en dentro de las instalaciones pertenecientes al subgrupo b.1.1 recogidas en el artículo 2 del Real decreto 661/2007, que se clasifican en instalaciones fotovoltaicas de dos tipos:

- Ubicadas en cubiertas, fachadas o sobre estructuras fijas para aparcamientos o de sombreado
- Las instalaciones no recogidas en el punto anterior.

El RD 1578/2008 establece unos cupos de potencia anuales para la asignación de la prima según el registro y las inscripciones de las instalaciones en régimen de producción especial.

El sector fotovoltaico tendrá que ajustar la evolución de crecimiento de los últimos años. Actualmente este índice de crecimiento se sitúa en torno a 400% en el último año y la desaceleración podría situarlo alrededor del 20%. Un crecimiento estable y sostenido como plantean la Asociación de la Industria Fotovoltaica (ASIF) y la Asociación de Productores de Energías Renovables (APPA). Este plan se denomina 'Fotovoltaica 20'. En esta propuesta, la fotovoltaica tiene un crecimiento del 20% anual, lo que permite equiparar el coste del kilowatio fotovoltaico al precio doméstico de la electricidad en 20 céntimos de euro/kWh, disponer de unos 20.000 MW instalados y cubrir el 20% del crecimiento de la demanda eléctrica prevista hasta el final de la próxima década.

Capítulo 2

1. Sistemas Fotovoltaicos

La energía solar fotovoltaica es una tecnología basada en el aprovechamiento de la energía solar, cuyo funcionamiento es la conversión de la luz solar en energía eléctrica útil.

Es una fuente de energía que a través de la utilización de celdas fotovoltaicas, convierte de forma directa la energía lumínica en electricidad.

2. Tipos de Sistemas Fotovoltaicos

Existen dos tipos de aprovechamiento de la energía solar:

Sistemas aislados

Sistemas conectados a la red eléctrica convencional

2.1 Sistemas aislados (Sistema Stand-Alone)

2.1.1 Definición

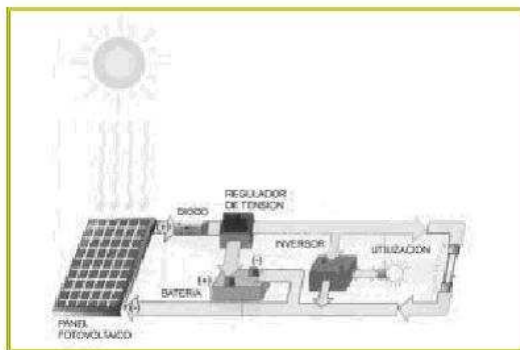
Se trata de sistemas de energía solar que se caracterizan por el uso de baterías, puesto que es necesario un sistema de acumulación que nos proporcione energía en las horas del día en las que la intensidad lumínica no sea suficiente para ofrecer la electricidad necesaria. Por esto, durante las horas de luz en las que se consume menos energía de la que se produce, la energía sobrante es la que debemos almacenar.

2.1.2 Elementos propios del sistema

Los principales componentes que forman un sistema fotovoltaico aislado son:

- *Módulos fotovoltaicos*
- *Regulador de carga*
- *Inversor*
- *Sistema de acumulación (baterías de acumulación)*

El *regulador de carga* será usado para cargar en el sistema la energía. Como característica principal destacar que protege a la batería de sobrecargas por parte del generador fotovoltaico y de la descarga por exceso de uso. Puesto que ambos hechos afectan en el correcto funcionamiento del sistema.



Un *sistema de acumulación* está formado por un conjunto de acumuladores recargables, dimensionado de forma que garantice la suficiente autonomía de alimentación de la carga eléctrica. Las baterías que se utilizan con esta finalidad son acumuladores de tipo estacionario y sólo en casos muy especiales es posible utilizar baterías tipo automoción.

Las baterías para uso fotovoltaico tienen que cumplir los siguientes requisitos:

- 1) Bajo valor de autodescarga
- 2) Larga vida útil
- 3) Manutención casi nula
- 4) Elevado número de ciclos de carga-descarga

La función del **inversor** en los sistemas aislados, al igual que en los sistemas conectados a red, es la de transformar corriente continua (CC) producida por el campo fotovoltaico, en corriente alterna (CA), necesaria para la alimentación directa de los usuarios.

En este caso, el inversor tiene que estar dimensionado para poder alimentar directamente la carga que se le quiere conectar.

Para estas instalaciones el uso de un inversor es incluso opcional, se podría elegir el alimentar la carga directamente con corriente continua de baja tensión.

2.1.3 Aplicaciones

Las principales aplicaciones de los sistemas aislados de la red eléctrica son:

- Aplicaciones espaciales:* Utilizado en los equipos electrónicos de satélites y naves espaciales.
- Sector de gran consumo:* Calculadoras, relojes, etc.
- Telecomunicaciones:* Existen multitud de equipos de telecomunicaciones situados en zonas de difícil acceso, alejados de la red eléctrica, alimentados por energía solar fotovoltaica. En estos casos, normalmente, la solución solar es la más económica y fiable. Son ejemplos característicos: repetidores de televisión, equipos de radio, antenas de telefonía móvil, etc..
- Señalización:* La señalización marítima y terrestre es una de las grandes aplicaciones de los sistemas fotovoltaicos. Así son numerosos los ejemplos en balizamiento de aeropuertos, señalización de carreteras y puertos, etc...
- Bombeo:* En pozos alejados de la red eléctrica, para el bombeo. Estas instalaciones se adaptan muy bien a las necesidades ya que en los meses más soleados, que es normalmente cuando más agua se necesita, es cuando más energía se produce. En estos sistemas el almacenamiento de energía suele ser en forma de energía potencial, bombeando el agua a depósitos elevados.
- Zonas protegidas:* En parajes naturales, donde por motivos de protección ambiental se recomienda no instalar tendidos eléctricos aéreos, en ocasiones, resulta más rentable utilizar sistemas fotovoltaicos en lugar de tendidos subterráneos o grupos electrógenos que utilizan combustibles fósiles.
- Electrificación de viviendas aisladas:* Si la distancia del punto de consumo a la red eléctrica es excesiva.
- Alumbrado de calles y carreteras:* La posibilidad de utilizar sistemas de iluminación autónomos de fácil instalación y mínima obra civil hace que sea una solución adecuada en muchas ocasiones.

2.2 Sistemas conectados a la red

2.2.1 Definición

Los sistemas interconectados están permanentemente conectados a la red eléctrica nacional. En las horas de irradiación solar escasa o nula, cuando el generador fotovoltaico no produce energía suficiente para cubrir la demanda de electricidad, es la red la que proporciona la energía requerida. Viceversa, si durante las horas de irradiación solar el sistema fotovoltaico produce más energía de la que gasta, ésta se vierte a la red.

El usuario que invierte en una instalación de este tipo, sigue comprando la electricidad que consume a la distribuidora eléctrica al precio establecido, pero además se convierte en propietario de una instalación generadora de electricidad que puede facturar los kWh que produce.

Para que estas instalaciones sean técnicamente viables es necesario:

- *La existencia de una línea de distribución eléctrica cercana con capacidad para admitir la energía producida por la instalación fotovoltaica.*
- *La determinación con la compañía distribuidora, del punto de conexión*
- *Proyectar un sistema que incluya equipos de generación y transformación de primera calidad, con las protecciones establecidas y debidamente verificados y garantizados por los fabricantes, de acuerdo a la legislación vigente.*
- *Una instalación realizada por un instalador especializado.*

2.2.2 Elementos propios del sistema

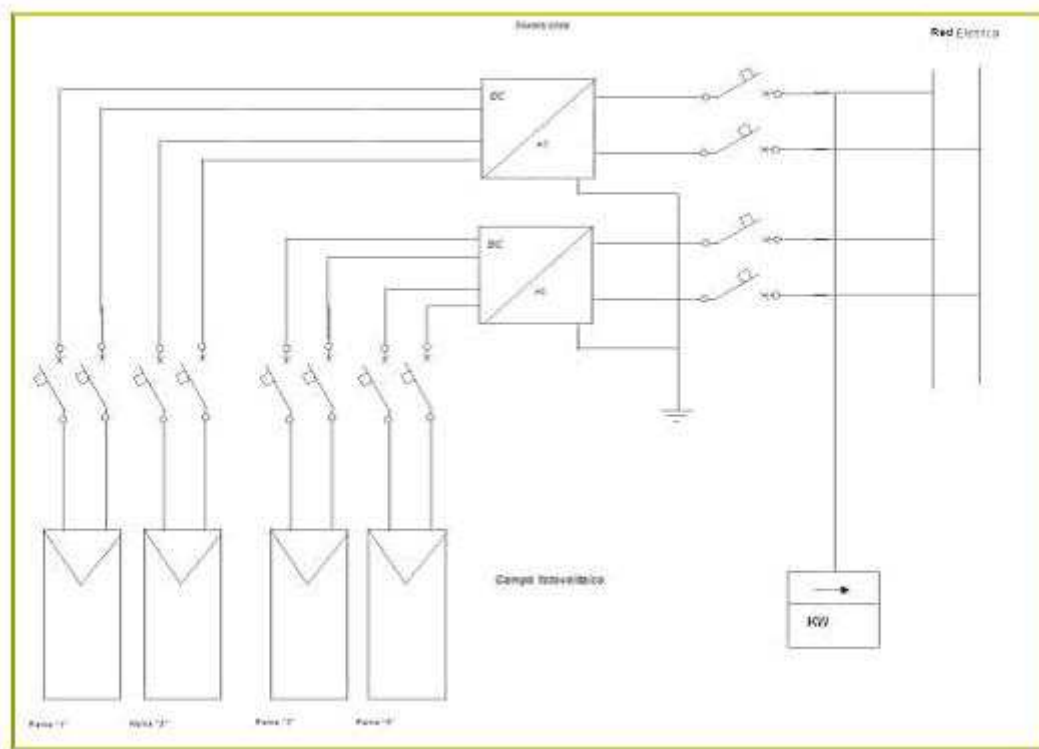
Los principales componentes que forman un sistema fotovoltaico “*grid connected*” son:

- *Módulos fotovoltaicos*
- *Inversor para la conexión a red*
- *Protecciones del sistema*
- *Contador de energía bidireccional*

El **inversor** en este caso es uno de los componentes más importante, ya que maximiza la producción de corriente del dispositivo fotovoltaico y optimiza el paso de energía entre el módulo y la carga.

Los inversores para la conexión a la red eléctrica están equipados generalmente con un dispositivo electrónico que permite extraer la máxima potencia, paso por paso, del generador fotovoltaico.

Finalmente, el **contador de energía** mide la energía producida por el sistema fotovoltaico durante su periodo de funcionamiento.



2.2.3 Aplicaciones

Las principales aplicaciones de los sistemas conectados a la red eléctrica son:

Tejados de viviendas: Son sistemas modulares de fácil instalación donde se aprovecha la superficie de tejado existente para sobreponer los módulos fotovoltaicos. El peso de los paneles sobre el tejado no supone una sobrecarga para la mayoría de los tejados existentes. Una instalación de unos 3 kWp que ocupa cerca de 30 m² de tejado, inyectaría a la red tanta energía como la consumida por la vivienda a lo largo del año.

Para ofrecer una solución más económica se están utilizando sistemas prefabricados que reducen notablemente el tiempo de realización de la instalación y aumentan su fiabilidad. Una vez terminada la instalación, el sistema fotovoltaico es un elemento más de la vivienda, aportando una fuente adicional de producción de electricidad y un gran valor ecológico añadido.

Por sus características y la actual reglamentación en España, se prevé que sea la aplicación más extendida en los próximos años.

* *Integración en edificios:* En esta aplicación es prioritario el nivel de integración del elemento fotovoltaico en la estructura del edificio. Por integración fotovoltaica debemos entender la sustitución de elementos arquitectónicos convencionales por nuevos elementos arquitectónicos que incluyen el elemento fotovoltaico, y que por lo tanto son generadores de energía.

Tanto para aplicaciones aisladas de la red eléctrica, como para las conectadas a ella es necesario cuidar la incorporación de los sistemas fotovoltaicos al entorno, rural o urbano. Pero es en las aplicaciones urbanas conectadas red, en las que se unen exigencias urbanísticas a las motivaciones medioambientales, donde la integración tiene más relevancia. La demanda de energía del sector terciario en la Unión Europea esta creciendo de forma significativa, por lo que la integración de sistemas fotovoltaicos en edificios, con aportaciones energéticas en las horas punta, contribuye reducir la producción diurna de energía convencional.

Las aplicaciones de integración en edificios más frecuentes:

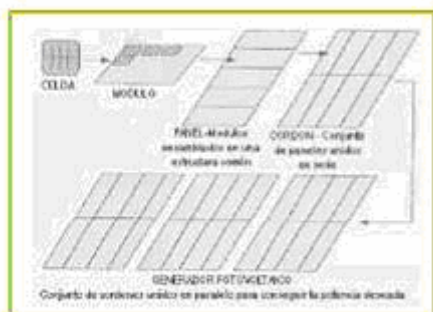
- Recubrimiento de fachadas
- Muros cortina
- Parasoles en fachada
- Pérgolas
- Cubiertas planas acristaladas
- Lucernarios en cubiertas
- Lamas en ventanas
- Tejas

Para conseguir una mejor integración del elemento fotovoltaico en los edificios es necesario tenerlo en cuenta desde el inicio del diseño del edificio. De esta manera se podrá conseguir mejorar el aspecto exterior y el coste del edificio al poderse sustituir elementos convencionales por los elementos fotovoltaicos .A veces es necesario sacrificar parte del rendimiento energético por mantener la estética del edificio.

3. Elementos Sistema Fotovoltaico conectado a red

3.1 Generador fotovoltaico

El elemento principal de un generador fotovoltaico es el módulo fotovoltaico. Varios módulos ensamblados mecánicamente entre ellos forman el panel, mientras que módulos o paneles conectados eléctricamente en serie, para obtener la tensión nominal de generación, forman la rama. Ramas conectadas en paralelo para poder obtener la potencia deseada, constituyen el generador.



Los módulos fotovoltaicos que forman el generador, están montados sobre una estructura mecánica capaz de sujetarlos y que está orientada para optimizar la radiación solar.

Los valores óptimos son:

- $>15^\circ$ de inclinación, en condiciones normales
- $>45^\circ$ de inclinación en condiciones adversas

La cantidad de energía producida por un generador fotovoltaico varía durante el año en función de:

- la insolación de la localidad
- la latitud

Para cada aplicación, el generador tendrá que ser dimensionado teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- carga eléctrica,
- potencia de pico,
- posibilidad de conexión a la red eléctrica,
- latitud del lugar y radiación solar media anual del mismo,
- características arquitectónicas específicas del edificio,
- características eléctricas específicas de la carga.

Características:

- Los generadores fotovoltaicos funcionan de forma más eficiente a bajas temperaturas.
- Requieren de un mantenimiento mínimo preventivo (suciedad).

3.2 Inversor

Su función no es únicamente la de transformar la corriente continua, generada por los módulos fotovoltaicos, en corriente alterna con el voltaje y la frecuencia para poder ser traspasada a la red eléctrica (220V, 50 Hz), si no que además hace trabajar al campo fotovoltaico en el Maximum Power Point (MPP). Además supervisan la red de las posibles averías y cortar la conexión en caso de avería.

El inversor se debe escoger en función del tamaño de la instalación. Se debe tener en cuenta la potencia instalada en el inversor, y no podemos optar por inversores incorporados a los propios módulos fotovoltaicos. Aunque hoy por hoy no resultan recomendados puesto que es necesario garantizar la calidad de la corriente alterna producida para conectarla a la red general, y por los posibles inconvenientes que se planteen en los trámites legales y administrativos para conseguir facturar una energía limpia vertida a la red.

Un inversor supone entre un 10 y un 15% del coste total de la instalación. Se espera según muestra la gráfica que el precio de un inversor no sea mayor a 0.3 Euro/WAC en el año 2010. La bajada de los precios en las últimas décadas se explica debido a las innovaciones técnicas y el aumento de la producción.

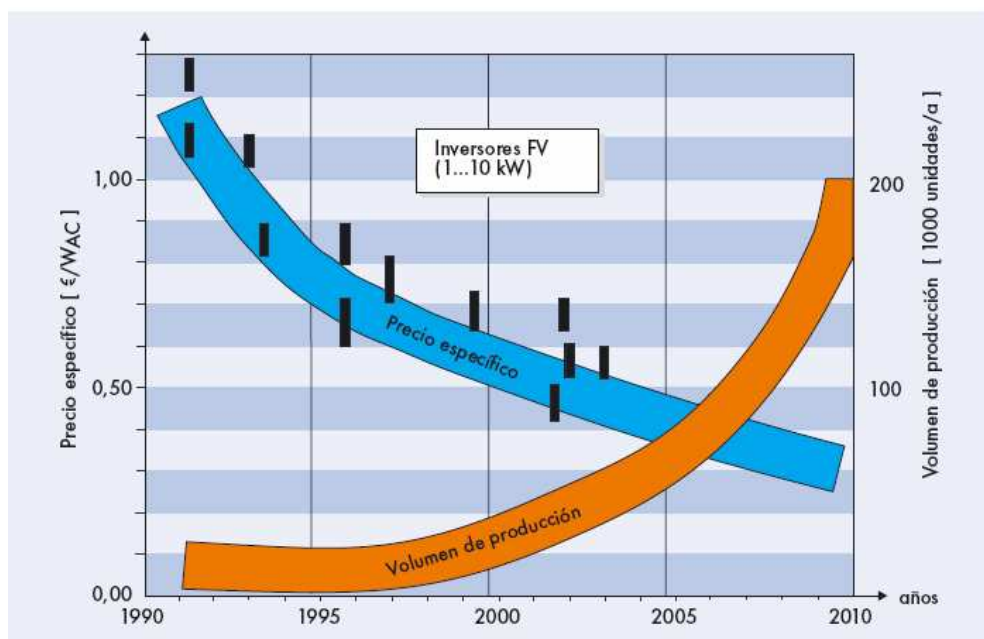


Ilustración 3: Desarrollo y pronóstico en el plazo de dos décadas de los gastos específicos y las cantidades de producción para inversores fotovoltaicos con una potencia nominal entre 1 y 10 kW (está marcado el precio específico de los productos en el mercado)

3.2.1 Tipos de Inversores

3.2.1.1 Inversor central

Utilizado para instalaciones con una potencia superior a 10kW. Se conectan en línea y a través de diodos en forma paralela.

Para este caso el generador está conectado en el lado de corriente continua. Tienen la ventaja de ofrecer un alto rendimiento.

El inconveniente se plantea cuando existe un fallo en el inversor central, pues esto obliga a una detención de toda la instalación.

3.2.1.2 Inversor String

Al igual que en el inversor central, el campo también se divide en líneas(strings). Sin embargo cada string se uno con un inversor string propio. De esta manera cada uno trabaja en el Maximum Power Point propio. Todo esto conlleva una mejora en las instalaciones puesto que se reducen pérdidas ocasionadas por strings y un cableado del generador en el lado de la corriente continua, la aparición de adaptaciones defectuosas también se evita. Por lo tanto se consigue un aumento del rendimiento y una máxima fiabilidad en la instalación.

3.2.1.3 Inversor Multi-String

Permite la conexión y el funcionamiento en MPP de varios strings por medio de un convertidor de corriente continua en un elemento de potencia común y ofrece de esta manera una solución compacta y económica. Funciona con un coeficiente de rendimiento óptimo y es utilizado en instalaciones fotovoltaicas de potencia media de 3 a 10 kW.

3.2.1.4 Inversor con módulos integrados

Cada módulo dispone de un inversor propio. Con lo cual no se produce ningún tipo de pérdidas por adaptación. El rendimiento en estos casos es algo menor que en el caso de usar strings. Necesitan un cableado mayor en el lado de alterna, ya que cada módulo debe estar conectado a la red de 220V.

Se utiliza en instalaciones con potencia de 50 a 400W.

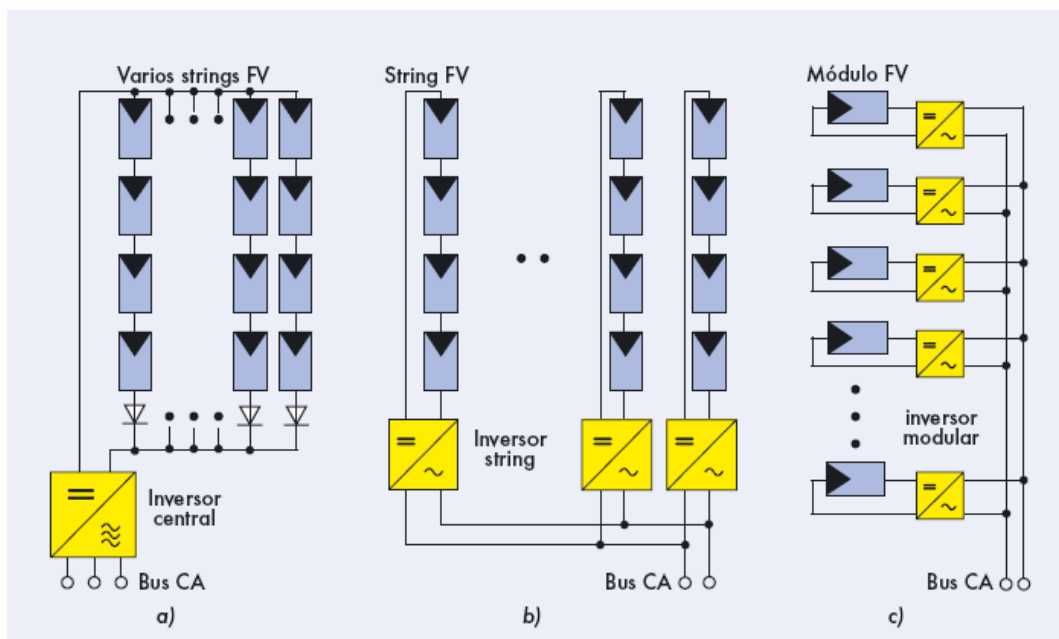


Ilustración 2: Representación esquemática de una instalación fotovoltaica, que está unida con distintas topologías:
a) inversores Centrales b) inversores String c) inversores con módulos integrados

Es conveniente incluir detrás del inversor un transformador para el aislamiento galvánico, un interruptor automático de desconexión que actúe como vigilante de tensión, puesto que la tensión puede dispararse fuera de los límites.

3.3 Contador

Para el caso de nuestro estudio, que se trata de una instalación eléctrica conectada a la red, deberemos tener en cuenta el siguiente detalle:

El generador fotovoltaico requiere de dos contadores ubicados entre el inversor y la red. Uno de ellos utilizado para cuantificar la energía que se genera e inyecta en la red, para su posterior remuneración y otro para cuantificar el pequeño consumo ($\ll 2$ KWh/año) del inversor fotovoltaico en ausencia de radiación solar así como garantía para la compañía eléctrica de posibles consumos que el titular de la cuenta pudiera hacer.

3.4 Seguidor solar

Existe la posibilidad de instalar un sistema de seguimiento solar. En condiciones ideales el rendimiento del sistema fotovoltaico puede mejorar en aproximadamente un 40%, pero el mayor coste y espacio que supone, puede no compensar el aumento que se consigue.

4. Módulos Fotovoltaicos

4.1 Efecto Fotovoltaico

El efecto fotovoltaico se trata de la conversión directa de la energía solar en energía eléctrica. El fenómeno físico que se produce es debido a la interacción de la radiación luminosa proveniente del Sol con los electrones situados en materiales semiconductores.

La conversión se realiza en la célula solar. Se trata de un dispositivo formado por una lámina de un material semi-conductor. En la mayoría de los casos este material suele ser silicio.



Las dimensiones de la célula suelen ser de un grosor que varía entre los 0.25 y los 0.35 mm. Su superficie suele ser de aproximadamente unos 100cm².

Célula fotovoltaica

Para la realización de las células, el material actualmente más utilizado es el mismo silicio utilizado por la industria electrónica, cuyo proceso de fabricación presenta costes muy altos, no justificados por el grado de pureza requerido para la fotovoltaica, que son inferiores a los necesarios en electrónica.

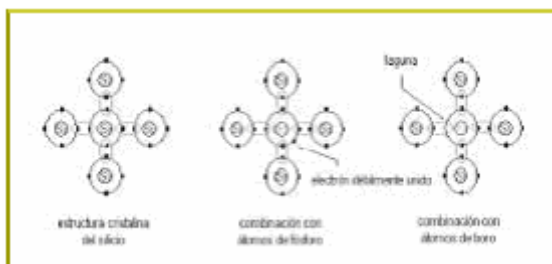
Otros materiales para la realización de las células solares son:

- *Silicio Mono-cristalino*: de rendimiento energético hasta 15 - 17 %;
- *Silicio Poli-cristalino*: de rendimiento energético hasta 12 - 14 %;
- *Silicio Amorfo*: con rendimiento energético menor del 10 %;
- Otros materiales: Arseniuro de galio, diseleniuro de indio y cobre, telurio de cadmio;

Actualmente, el material más utilizado es el silicio mono-cristalino que presenta prestaciones y duración en el tiempo superiores a cualquier otro material utilizado para el mismo fin.

Presentado normalmente como arena, mediante métodos adecuados, se obtiene el silicio en su forma pura. El cristal de silicio puro no posee electrones libres y por lo tanto resulta un mal conductor eléctrico. Para cambiar esto se le agregan porcentajes de otros elementos. Este proceso se denomina dopado. Mediante el dopado de silicio con fósforo se obtiene un material con electrones libres o material con portadores de carga negativa (silicio tipo N). Realizando el mismo proceso, pero agregando Boro en lugar

de fósforo, se obtiene un material de características inversas; esto es déficit de electrones o material con cargas positivas libres o huecos (silicio tipo P).



Cada celda solar se compone de una delgada capa de material tipo N y otra de mayor espesor de material tipo P.

Ambas capas separadas son eléctricamente neutras, pero al ser unidas, justamente en la unión (P-N), se genera un campo eléctrico debido a los electrones libres del silicio tipo N que ocupan los huecos de la estructura del silicio tipo P.

Al incidir la luz sobre la celda fotovoltaica, los fotones que la integran chocan con los electrones de la estructura del silicio dándoles energía y transformándolos en conductores. Debido al campo eléctrico generado en la unión (P-N), los electrones son orientados, fluyendo de la capa "P" a la capa "N". Mediante un conductor externo, se conecta la capa negativa a la positiva, generándose así un flujo de electrones (corriente eléctrica) en la conexión.

Mientras la luz siga incidiendo en la celda, el flujo de electrones se mantendrá. La intensidad de la corriente generada, variará proporcionalmente según la intensidad de luz incidente. Cada módulo fotovoltaico se conforma de una determinada cantidad de celdas conectadas en serie. Como vimos anteriormente, al unirse la capa negativa de una celda a la positiva de la siguiente, los electrones fluyen a través de los conductores de una celda a la otra. Este flujo se repite hasta llegar a la última celda del módulo, de la cual fluyen hacia el acumulador o batería. Cada electrón que abandona el módulo es reemplazado por otro que regresa del acumulador o batería. El cable de la interconexión entre módulo y batería contiene el flujo, de manera tal que cuando un electrón abandona la última celda del módulo y se dirige hacia la batería, otro electrón ingresa a la primera celda desde la batería. Es por esto que se considera inagotable a un dispositivo fotovoltaico. Produce energía eléctrica como respuesta a la energía lumínica que ingresa en el mismo. Cabe aclarar que una celda fotovoltaica no puede almacenar energía eléctrica.

4.2 Tipos de Celdas

Existen tres tipos de celdas; dependiendo su diferenciación según el método de fabricación:

- Silicio Monocristalino:

Estas celdas se obtienen a partir de barras cilíndricas de silicio Monocristalino producidas en hornos especiales.

Las celdas se obtienen por cortado de las barras en forma de obleas cuadradas delgadas (0,4-0,5 mm de espesor). Su eficiencia en conversión de luz solar en electricidad es superior al 12%. Ronda una eficiencia del 15-17%.

En este caso el silicio que compone las células de los módulos es un único cristal. La red cristalina es la misma en todo el material y tiene muy pocas imperfecciones. El proceso de cristalización es complicado y costoso, pero, sin embargo, es el que proporciona la mayor eficiencia de conversión de luz en energía eléctrica.

- Silicio Policristalino:

Estas celdas se obtienen a partir de bloques de silicio obtenidos por fusión de trozos de silicio puro en moldes especiales. En los moldes, el silicio se enfría lentamente, solidificándose. En este proceso, los átomos no se organizan en un único cristal. Se forma una estructura policristalina con superficies de separación entre los cristales, por tanto, el proceso de cristalización no es tan cuidadoso y la red cristalina no es la misma en todo el material. Este proceso es más barato que el anterior pero se obtienen rendimientos ligeramente inferiores.

Su eficiencia en conversión de luz solar en electricidad es algo menor a las de silicio Monocristalino, alrededor de un 12%.

- Silicio Amorfo:

Estas celdas se obtienen mediante la deposición de capas muy delgadas de silicio sobre superficies de vidrio o metal.

Su eficiencia en conversión de luz solar en electricidad varía entre un 5 y un 7%.

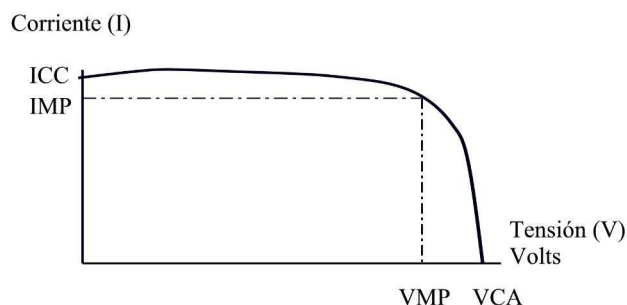
4.3 Curvas Características de las Celdas Fotovoltaicas

Curva de corriente vs tensión (curva I-V)

La representación típica de la característica de salida de un dispositivo fotovoltaico (celda, módulo, sistema) se denomina curva corriente tensión.

La corriente de salida se mantiene prácticamente constante dentro del rango de tensión de operación y, por lo tanto el dispositivo se puede considerar como una fuente de corriente constante en este rango.

La corriente y tensión a la cual opera el dispositivo fotovoltaico están determinadas por la radiación solar incidente, por la temperatura ambiente, y por las características de la carga conectadas al mismo.



Los valores trascendentes de esta curva son:

Corriente de cortocircuito (I_{cc}) : Máxima corriente que puede entregar un dispositivo bajo condiciones determinadas de radiación y temperatura correspondiendo a tensión nula y consecuentemente a potencia nula.

Tensión de circuito abierto (V_{ca}) : Máxima tensión que puede entregar un dispositivo bajo condiciones determinadas de radiación y temperatura correspondiendo a circulación de corriente nula y consecuentemente a potencia nula.

Potencia Pico (P_{mp}) : Es el máximo valor de potencia que puede entregar el dispositivo. Corresponde al punto de la curva en el cual el producto $V \times I$ es máximo.

Corriente a máxima potencia (I_{mp}) : Corriente que entrega el dispositivo a potencia máxima bajo condiciones determinadas de radiación y temperatura. Se la utiliza como corriente nominal del mismo.

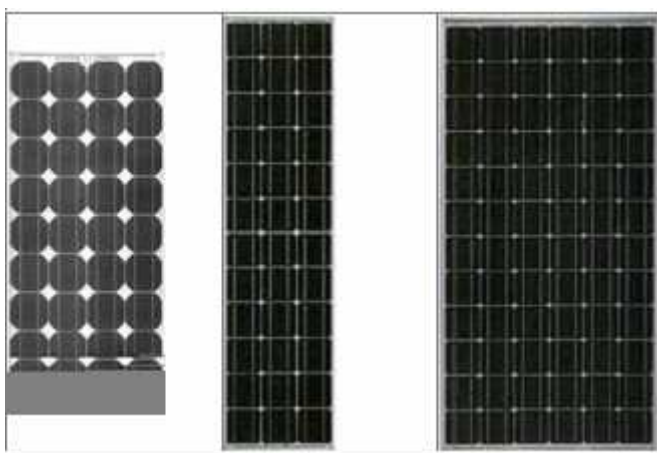
Tensión a máxima potencia (V_{mp}): tensión que entrega el dispositivo a potencia máxima bajo condiciones determinadas de radiación y Temp. Se la utiliza como tensión nominal del mismo.

Las células solares constituyen un producto intermedio de la industria fotovoltaica: proporcionan valores de tensión y corriente limitados, en comparación a los requeridos normalmente por los aparatos convencionales, son extremadamente frágiles, eléctricamente no aisladas y sin un soporte mecánico. Después, son ensambladas de la manera adecuada para constituir una única estructura: los **módulos fotovoltaicos**.

4.4 Proceso de Fabricación de los módulos fotovoltaicos

Los módulos se componen de celdas solares de silicio (o fotovoltaicas). Estas son semiconductoras eléctricas debido a que el silicio es un material de características intermedias entre un conductor y un aislante.

El módulo fotovoltaico está compuesto por celdas individuales conectadas en serie. Este tipo de conexión permite adicionar tensiones (voltajes). La tensión nominal del módulo será igual al producto del número de celdas que lo componen por la tensión de cada celda (aprox. 0,5 Volts). Generalmente se producen módulos formados por 30, 32, 33 y 36 celdas en serie, según la aplicación requerida. Los módulos de 36 celdas son normalmente los más utilizados y tienen superficies que van de los 0,5 m² a los 1,3 m². Algunos ejemplos de módulos que se encuentran actualmente en el mercado:



Se busca otorgarle al módulo rigidez en su estructura, aislación eléctrica y resistencia a los agentes climáticos. Por esto, las celdas conectadas en serie son encapsuladas en un plástico elástico (Etilvinilacelato) que hace las veces de aislante eléctrico, un vidrio templado de bajo contenido de hierro, en la cara que mira al sol, y una lámina plástica multicapa (Poliéster) en la cara posterior. En algunos casos el vidrio es reemplazado por una lámina de material plástico transparente.

El módulo tiene un marco que se compone de aluminio o de poliuretano y cajas de conexiones a las cuales llegan las terminales positivo y negativo de la serie de celdas. En las borneras de las cajas se conectan los cables que vinculan el módulo al sistema.

Etapas del proceso de fabricación del módulo:

- Prueba eléctrica y clasificación de las celdas
- Interconexión eléctrica de las celdas entre sí
- Ensamble del conjunto. Colocación de las celdas soldadas entre capas de plástico encapsulante y láminas de vidrio y plástico.
- Laminación del módulo. El conjunto se procesa en una máquina semiautomática a alto vacío que, por un proceso de calentamiento y presión mecánica, conforma el laminado.

- Curado. El laminado es procesado en un horno de temperatura controlada en el cual se completa la polimerización de plástico encapsulante y se logra la perfecta adhesión de los distintos componentes. El conjunto, después del curado forma una sola pieza.
- Enmarcado. Se coloca primero un sellador elástico en todo el perímetro del laminado y luego los perfiles de aluminio que forman el marco. Se usan máquinas neumáticas para lograr la presión adecuada. Los marcos de poliuretano se colocan utilizando máquinas de inyección.
- Colocación de terminales, borneras, diodos y cajas de conexiones
- Prueba final

Características de los módulos

Los módulos formados tienen una potencia que varía entre los 50Wp y los 150Wp, según el tipo y la eficiencia de las células que lo componen.

Las características eléctricas principales de un módulo fotovoltaico se pueden resumir en las siguientes:

- **Potencia de Pico (Wp)**: potencia suministrada por el módulo en condiciones estándar **STC** (Radiación solar = 1000 W/m^2 ; Temperatura = 25°C ; A.M. = 1,5).
- **Corriente nominal (A)**: corriente suministrada por el módulo en el punto de trabajo.
- **Tensión nominal (V)**: tensión de trabajo del módulo.

Ensayo de los módulos:

Sobre los módulos debe medirse y observarse:

- Características eléctricas operativas
- Aislación eléctrica (a 3000 Volt de C.C.)
- Aspectos físicos, defectos de terminación, etc.
- Resistencia al impacto
- Resistencia a la tracción de las conexiones

- Resistencia a la niebla salina y a la humedad ambiente
- Comportamiento a temperaturas elevadas por tiempos prolongados (100 grados centígrados durante 20 días)
- Estabilidad al ciclado térmico

4.5 Efecto de factores ambientales sobre las características de salida del dispositivo

Efecto de la intensidad de radiación solar

El resultado de un cambio en la intensidad de radiación es una variación en la corriente de salida para cualquier valor de tensión.

La corriente varía con la radiación en forma directamente proporcional. La tensión se mantiene prácticamente constante.

Efecto de la temperatura

El principal efecto provocado por el aumento de la temperatura del módulo es una reducción de la tensión en forma directamente proporcional. Existe un efecto secundario dado por un pequeño incremento de la corriente para valores bajos de tensión.

Es por ello que para lugares con temperaturas ambientes muy altas son aptos módulos que poseen mayor cantidad de celdas en serie para que los mismos tengan la suficiente tensión de salida para cargar baterías.

4.5.1 Combinaciones de celdas y curvas resultantes

La tensión en el punto de máxima potencia de salida para una celda es de aproximadamente 0,5 Volts a pleno sol. La corriente que entrega una celda es proporcional a la superficie de la misma y a la intensidad de la luz. Es por ello que para lograr módulos con corrientes de salida menores se utilizan en su fabricación tercios, cuartos, medios, etc. de celdas.

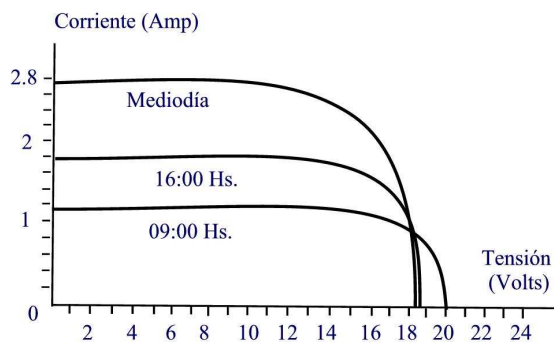
Un módulo fotovoltaico es un conjunto de celdas conectadas en serie (se suman sus tensiones) que forman una unidad con suficiente tensión para poder cargar una batería de 12 volts de tensión nominal (Esta batería necesita entre 14 y 15 V para poder cargarse plenamente). Para lograr esta tensión se necesitan entre 30 y 36 celdas de silicio Monocristalino conectadas en serie.

4.6 Interacción del dispositivo fotovoltaico con la carga

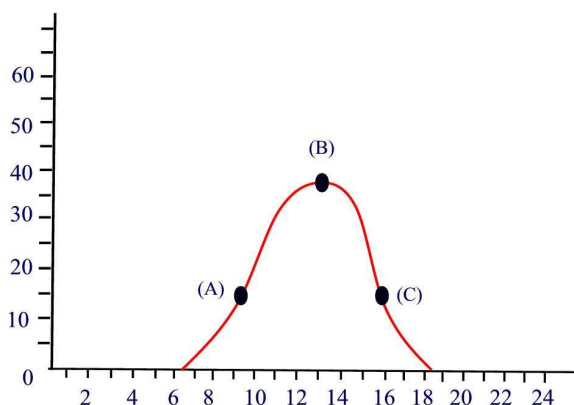
La curva I-V corregida para las condiciones ambientales reinantes, es solo parte de la información necesaria para saber cual será la característica de salida de un módulo. La otra información imprescindible es la característica operativa de la carga a conectar. Es la carga la que determina el punto de trabajo en la curva I-V

Potencia máxima de salida durante el día

La característica I - V del módulo varía con las condiciones ambientales (radiación, temperatura) Ello quiere decir que habrá una familia de curvas I-V que nos mostrarán las características de salida del módulo durante el día y una época del año.



La curva de potencia máxima de un módulo en función de la hora del día tiene la forma indicada en la siguiente grafica

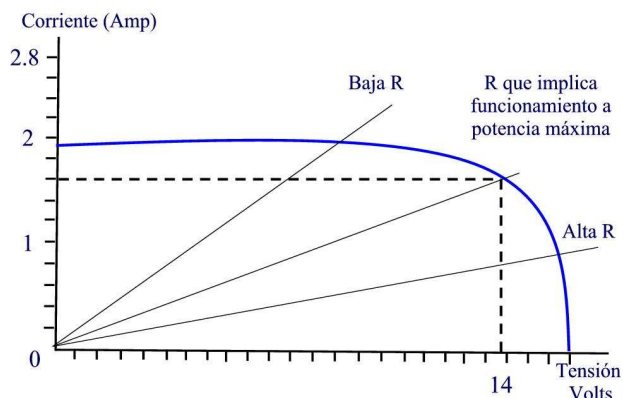


La cantidad de energía que el módulo es capaz de entregar durante el día esta representada por el área comprendida bajo la curva de la grafica anterior y se mide en W hora/día.

Se observa que no es posible hablar de un valor constante de energía entregada por el módulo en W hora ya que varía dependiendo de la hora del día. Será necesario entonces trabajar con valores de cantidad de energía diarios entregados. (ATS hora/día).

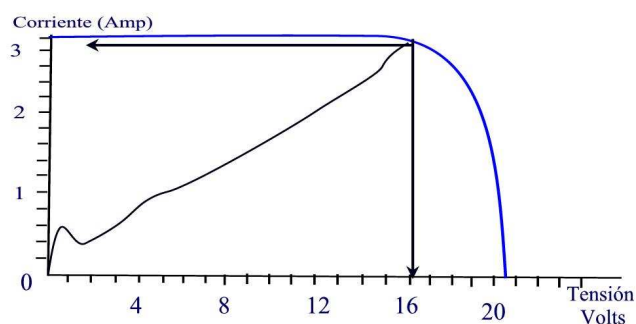
Interacción con una carga resistiva

En el ejemplo más simple, si se conectan los bornes de un módulo a los de una lámpara incandescente (que se comporta como una resistencia eléctrica) el punto de operación del módulo será el de la intersección de su curva característica con una recta que representa gráficamente la expresión $I = V / R$ Siendo R la resistencia de la carga a conectar.



Interacción con un motor de corriente continua

Un motor de corriente continua tiene también una curva I-V. La intersección de ella con la curva I-V del módulo determina el punto de operación.



Cuando se conecta un motor directamente al sistema fotovoltaico, sin batería ni controles de por medio se disminuyen los componentes involucrados y por lo tanto aumenta la confiabilidad.

Pero como muestra la grafica anterior, no se aprovechará la energía generada en las primeras horas de la mañana y al atardecer.

Capítulo 3

1. Instalación de 5 KWp

1.1. Objeto del proyecto

El presente proyecto tiene como objetivo el estudio y diseño de una instalación solar fotovoltaica de 5kW. Se ubicará en el tejado de un edificio cuyo plano se anexa junto al proyecto y servirá como base para el estudio, en distintas localidades, con diferentes latitudes, del rendimiento solar de la instalación en cada uno de los casos. Así mismo se ha realizado un estudio de viabilidad económica.



1.2. Localización de la instalación

A la hora de ubicar el generador fotovoltaico será necesario tener en cuenta características como la latitud del lugar, para determinar el ángulo de inclinación de los módulos solares y para fijar las estructuras soporte necesarias, o la presencia de sombras.

Dadas las características del proyecto, se ha considerado la valoración de una misma instalación FV de 5kW, ubicada en diferentes regiones de la Península. De este modo se valorará el rendimiento de la instalación, dependiendo de la radiación solar existente en cada punto.

La instalación fotovoltaica se diseñará para las siguientes ciudades, con distintas latitudes y diferentes ambientes climáticos, para poder realizar un estudio comparativo.

Localidad	Latitud
Madrid	40° 23'
Granada	37° 10'
Asturias	43° 32'

1.3. Beneficios de la instalación

Los principales beneficios de la instalación son:

- Empleo de una energía renovable e inagotable
- Colaboración en el desarrollo energético sostenible de la región
- Reducción anual de la emisión de 100 toneladas de CO₂ y otros gases de efecto invernadero
- Inversores/rectificadores eficientes y económicos en términos de EUR/W
- Proporcionar una generación distribuida. La energía inyectada en la red se consumirá en puntos cercanos al lugar de conexión
- Mejora en la distribución de la energía, reduciendo las pérdidas por transporte
- Adaptación de la generación de energía a las curvas de consumo
- Acceso de pequeños inversores al mercado de las energía renovables
- Empleo de recursos locales, potenciando la distribución y generación de empleo en la zona

2. Diseño de un sistema fotovoltaico conectado a red

2.1. Descripción de la instalación

El objeto es realizar una instalación solar de 5kW. Para ello se colocarán 32 paneles de 165 Wp cada uno que entregarán un potencia pico de 5.280W, la cual sólo se podrá alcanzar en condiciones extraordinarias, es decir, cuando se alcance una radiación solar equivalente a 1000W/m² y una temperatura de los paneles de 25°C (condiciones estándar).

Para el proyecto se ha tenido en cuenta que la instalación se realizará sobre el tejado plano de un edificio con orientación Sur y libre de sombras. Si tenemos en cuenta posibles petos en la cubierta, la instalación se separará de los extremos.

Adjunto al proyecto se encuentra un plano de la ubicación de la instalación. Se trata de un edificio de dimensiones 45x20 m, un total de 900m².

En el dibujo se ha respetado la separación mínima que debe haber entre filas de módulos para evitar las sombras. Además se ha tenido en cuenta que entre cada placa solar colocada en serie, se ha de contar con al menos 40mm de separación entre una y otra, puesto que se han de acoplar a la estructura mediante un perfil de dicha dimensión.

Los paneles irán acoplados a 1 inversor el cual limitará la potencia de salida. Dadas las características del inversor en ningún caso se podrá superar una generación de potencia superior a la otorgada por éste.

PRINCIPALES CARACTERISTICAS	
Cubierta	Plana
Superficie	900m ²
Inclinación estructura	Tejado 30°
Orientación	Sur
Potencia total instalada	5 kW
Potencia pico instalada	5.28kW
Potencia Instalada Unitaria	165W
Potencia máxima del inversor	5kW(x2)

2.2. Justificación de la potencia

El dimensionado del generador FV se ha estimado teniendo en cuenta el número de módulos, su conexión en serie y cada una de las ramas que se podía situar en paralelo, suponiendo una superficie plana sin límites a la hora de colocar la estructura. Esto no siempre es posible, puesto que en muchas de las instalaciones, la ubicación y el número de módulos a colocar se ciñe a unas medidas específicas de planta.

3. Componentes y materiales

3.1. Módulos Fotovoltaicos

El generador Fotovoltaico estará compuesto por paneles solares de silicio policristalino. El panel utilizado es del fabricante SCHÜCO, modelo 165-SP. El rango de potencia se sitúa en torno a 165 Wp -0% +5%. La garantía que nos proporciona el fabricante es de 5 años. Garantizan además una potencia de al menos el 90% durante los primeros 12 años de operación y del 80% hasta los 25 años.

Los módulos fotovoltaicos deben cumplir con las especificaciones UNE-EN 61215:1997 para módulos de silicio cristalino.

El conjunto de células que forman el módulo se incrustan en un marco de Aluminio que le proporciona resistencia mecánica y está preparado para su instalación sobre estructura.

En la parte posterior se incorpora una caja de conexiones que cuenta con cable de 1x4 mm², de fácil conexión (uno positivo y otro negativo) para el conexionado de los módulos.

Para más datos se anexan las características dadas por el fabricante.

La caja es de cierre hermético y resistencia a la intemperie y lleva incorporados 3 diodos de protección.

Las principales características de los módulos son:

CARACTERISTICAS DE LOS MODULOS SOLARES	
Pmpp	165 Wp +5%
Umpp (Voltios)	24.2
Impp (Amp)	6.83
Uoc (Voltios)	30.4
Isc (Amp)	7.36
U_{sys} (Voltios)	1000
Células/disposición	48(8x6)
Dimensiones (mm)	1580x800x46
Rendimiento (%)	13
Peso (Kg)	15.5

El generador Fotovoltaico tiene las siguientes características:

CARACTERISTICAS DEL GENERADOR	
Inclinación paneles	30° (estructura fija)
Nº paneles en serie	16
Nº paneles en paralelo	2
Nº total de paneles	32
Potencia pico de la instalación	5280 Wp

3.2. Inversor DC/AC

El inversor transformará la corriente continua generada en los paneles en corriente alterna monofásica, la cual se inyectará directamente en la red de baja tensión, a través del punto de conexión a la misma. De esta forma se podrá evacuar a la red de distribución toda la energía producida.

Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica en Baja Tensión y Compatibilidad Electromagnética.

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- a) principio de funcionamiento: fuente de corriente;
- b) autoconmutado;
- c) seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador;
- d) no funcionará en isla o modo aislado.

El inversor elegido para este proyecto será del fabricante SMA, modelo SUNNY BOY SMA 5000. Garantizan que con una potencia de entrada variable son capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo del día.

Las características eléctricas son las siguientes:

CARACTERISTICAS DEL INVERSOR

Valores de entrada (CC)

Potencia máxima	6000 Wp
Rango de tensión	125-750 V
Intensidad máxima de entrada	2x 11 A

Valores de salida (CA)

Potencia máxima	5000 W
Potencia nominal	4600 W
Rango de tensión de red	198-253 V
Rango de frecuencia de red	47.5-50.2 Hz

Los valores de eficiencia se estiman, según las características del inversor en un 96.2% (rendimiento máximo) y 95.1% (rendimiento europeo).

Para más datos se anexan las características dadas por el fabricante.

La potencia pico real del generador fotovoltaico deberá ser superior a la entregada por el inversor, para compensar pérdidas del sistema y conseguir que dicho inversor trabaje siempre en el punto de máxima potencia.

El inversor se instalará en la cubierta donde existen canalizaciones para bajar a la planta baja.

3.3. Estructura Soporte

Las estructuras serán fijas con un ángulo de inclinación de 30°. Se colocarán estructuras de la marca Schüco. Utilizando perfiles tipo I.

La estructura protegerá contra la acción de los agentes medioambientales, de acuerdo con lo indicado en la normativa básica de la edificación NBE-AE-88.

Todas las uniones de los distintos elementos, así como la unión entre los paneles, se realizarán mediante tornillo pasante de acero inoxidable cumpliendo la Norma MV-106.

Las estructuras se han situado con orientación Sur y en ausencia de sombras, un modo óptimo para garantizar la máxima generación de energía eléctrica. Los toques de sujeción de módulos no arrojarán sombra sobre los módulos.

En la fase de ejecución se dispondrán zapatas o traviesas de hormigón. La estructura se fijará a las mismas mediante tornillos de acero galvanizado.

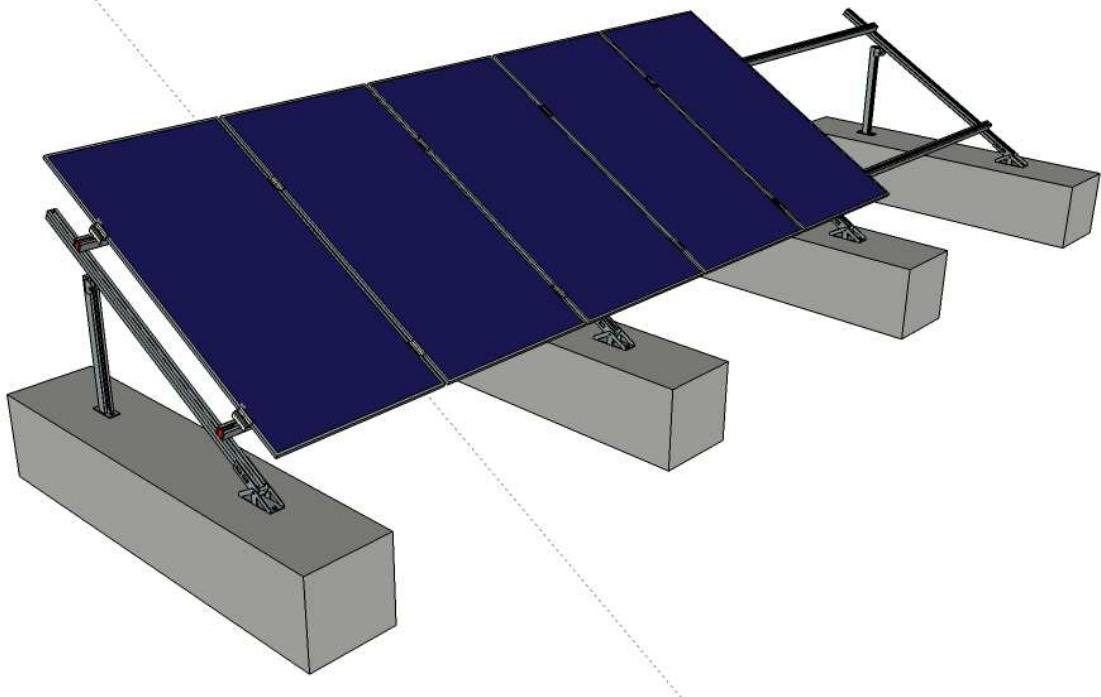
La separación entre las estructuras, una distancia mínima para evitar sombras, será de:

$d_{\text{Madrid}} = 1.81 \text{ m}$

$d_{\text{Granada}} = 1.54 \text{ m}$

$d_{\text{Gijón}} = 2.16 \text{ m}$

(La justificación de estas medidas se anexa en la memoria de cálculos).



3.4. Instalación eléctrica

- Criterios para determinar la sección del cableado

En los cálculos técnicos, para determinar la sección mínima normalizada del cableado, se han tenido en cuenta dos condiciones:

- Criterio de la caída de tensión
- Intensidad máxima admisible

En la parte de C.C, los positivos y los negativos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente. Los conductores serán de Cu, libre de halógenos y de la sección adecuada. Con esta sección se garantiza que la caída de Tensión sea inferior al **1,5%** en la parte de CC y de **2%** en la parte de AC.

Por otro lado, el cálculo del cableado está regulado en la ITC-BT-40 que indica que: “Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador, y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal”.

El cableado de continua será de doble aislamiento y de acuerdo con la norma UNE 21123, adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado.

La canalización desde el generador solar hasta el inversor se hará mediante bandeja de PVC montadas sobre la estructura siguiendo la normativa UNE-21030. La canalización de la parte de alterna se hará mediante tubo. Dichos tubos deberán tener un diámetro adecuado para el alojamiento y extracción de los conductores.

Para la instalación de 5kW se han obtenido los siguientes datos:

- Continua (Generador fotovoltaico – Entrada del Inversor): cable de cobre RV-K 0.6/1kV 1x4mm
- Alterna (Salida del inversor – Conexión a al red): cable de cobre RV-K 0.6/1kV 1x16mm

Las características de estos cables son las siguientes:

- No propagador de la llama (UNE-20432-1)
- Aislamiento : XLPE
- Cubierta: PVC
- Temperatura máxima de utilización: 90°
- Características constructivas: UNE 21.123(P-2)

3.5. Conexión a Red

La instalación cumplirá con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión. Teniendo en cuenta que pueden existir condiciones particulares en la normativa de la Compañía Eléctrica propietaria de la red de distribución en la que se pretenda conectar la instalación fotovoltaica.

Se deberán cumplir los siguientes términos:

- El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar avería en la red, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa aplicable: Real Decreto 2818/1998, de 23 de Diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración, y por los reglamentos y demás disposiciones en vigor que les resulten de aplicación. Las instalaciones fotovoltaicas no vendrán obligadas a cumplir otros requisitos técnicos que los que vengan exigidos por la normativa a que se refiere el párrafo anterior. Así mismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.
- En el caso de que la línea de distribución se quede desconectada de la red, bien sea por trabajos de mantenimiento requeridos por la empresa distribuidora o por haber efectuado alguna protección de la línea, las instalaciones fotovoltaicas no deberán mantener tensión en la línea de distribución.
- Las condiciones de conexión a la red se fijarán en función de la potencia de la instalación fotovoltaica, con objeto de evitar efectos perjudiciales a los usuarios con cargas sensibles.
- Para establecer el punto de conexión a la red de distribución se tendrá en cuenta la capacidad de transporte de la línea, la potencia instalada en los centros de transformación y las distribuciones en diferentes fases de generadores en régimen especial provistos de inversores monofásicos.
- En el circuito de generación hasta el equipo de medida no podrán intercalarse ningún elemento de generación distinto del fotovoltaico, ni de acumulación o de consumo.
- En el caso de que una instalación fotovoltaica se vea afectada por perturbaciones de la red de distribución se aplicará la normativa vigente sobre calidad del servicio.

3.6. Medidas

Todas las medidas cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 sobre medidas y facturación de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Se debe tener en cuenta que el contador de salida tendrá la capacidad de medir en ambos sentidos, y en su defecto, se conectará entre el contador de salida y el interruptor general un contador de entrada.

Todos los elementos integrantes del equipo de medida, tanto los de entrada como los de salida de energía, serán precintados por la empresa distribuidora.

La colocación de los contadores y de los equipos de medida y en su caso de los dispositivos de conmutación horaria que se pudieran requerir y las condiciones de seguridad estarán de acuerdo a la MIE BT 015 en el caso de que el conteo se realice en baja tensión.

3.7. Protecciones

La instalación se realizará de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000(artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

La conexión de los módulos cumplirá con lo establecido en la directiva ITC-BT-36, y se realizará mediante cajas de conexión. La protección de las mismas será de IPX4 (para protecciones contra el agua).

Dichas cajas dispondrán en su interior de bornas de conexión, la tapa atornillada y prensaestopas en la entrada de cables. La caja dispondrá de dos fusibles por cada rama de entrada al inversor, uno por cada polo. Además sería conveniente la utilización de varistores en el polo positivo de cada rama de entrada al inversor.

Para el lado de *continua* se utilizarán fusibles y magnetotérmicos a una intensidad de 16A, marca Legrand.

Las protecciones de *alterna* serán:

- Interruptor diferencial, según R.D. 1663/2000, cuya misión será la de desactivar el circuito ante una derivación de corriente. También presenta protección frente a contactos directos.
- Interruptor general magnetotérmico, para protección de sobreintensidades.
El magnetotérmico a colocar en la parte de alterna debe cumplir que:
 $I_{max} \text{ del generador en alterna} < I_{magnetotermico} < I_{max} \text{ cable}$

Además de esto, el inversor viene equipado con sus propias protecciones. Posee un interruptor de protección integrado de corriente de defecto sensible a derivaciones de corriente en CA y CC. A parte de este, posee un conmutador de desconexión automático.

De acuerdo al punto 7 de la ITC-BT-40, se dispondrán un conjunto de protecciones de acuerdo con las características de esta instalación. A la salida del inversor de la instalación fotovoltaica, se conectará un interruptor diferencial, que se desconectará cuando el sistema filtre una corriente significativa a la tierra. Seguido a este, un interruptor magnetotérmico para la protección de la instalación de sobrecargas y cortocircuitos, un contador bidireccional y por último un vigicompackt para la protección y aislamiento de los cuadros de protección.

3.8. Puesta a tierra

La instalación cumplirá con todo lo especificado en el punto 8 de la ITC-BT-40, en lo referido a las instalaciones generadores interconectadas a la Red de Distribución Pública.

La instalación contará con dos líneas de puesta a tierra independientes. Una para toda la parte metálica de estructura y paneles en la parte de corriente continua. Otra, red de tierras de baja tensión en corriente alterna, para la puesta a tierra del inversor y elementos en baja tensión.

- Red de tierras de corriente continua:
 - o Las estructuras soporte de los módulos así como los marcos de éstos se conectarán a tierra, como medida de seguridad frente a descargas de origen atmosférico, mediante cable de tierra de 16mm.
- Red de tierras de corriente alterna:
 - o Une a tierra parte de las instalaciones que están unidas a la red de baja tensión y el inversor también mediante cable de tierra de 16mm.

Para la puesta a tierra de la instalación se utilizarán picas de Cu enterradas, para ello se utilizará en propio jardín de la vivienda.

3.9. Armónicos y compatibilidad Electromagnética

La presencia de armónicos en la corriente tiene un efecto muy negativo sobre la eficiencia con la que el equipo proporciona potencia a la red y es un aspecto muy importante a controlar, no solo a nivel de seguridad sino también de efectividad.

La presencia de armónicos en la corriente inyectada a la red producirá una cierta distorsión en la tensión, pudiendo provocar un mal funcionamiento de los equipos.

De acuerdo con la ITC-BT-40, la tensión generada será prácticamente senoidal, con una tasa de armónicos, en cualquier condición de funcionamiento, de:

- Armónico de orden par : $4/n$
- Armónico de orden 3:5
- Armónicos de orden impar (≥ 5): $25/n$

Los fabricantes de inversores bajo la directiva 89/336/EEC acreditan por sus certificados, que la instalación cumple con lo dispuesto sobre armónicos y compatibilidad electromagnética.

3.10. Canalizaciones

Dado que la instalación se trata de una instalación pequeña, se realizarán las siguientes canalizaciones:

- *Tramo de corriente continua:* Paneles FV unidos al cuadro de protecciones de continua a través de canaletas ancladas a la propia estructura.
- *Tramo de corriente alterna:* La salida del inversor hasta el armario de protecciones de alterna, y desde ese punto a la conexión del punto de baja tensión, incluyendo el armario contador, se realizará mediante tubo o en su defecto bandejas metálicas.

La instalación y puesta en obra de los tubos de protección cumplirán con lo prescrito en la norma UNE 20460-5-523 y en las ITC-BT-19 e ITC-BT-20.

3.11. Sistema de monitorización

El sistema de monitorización, se trata del sistema Sunny Boy Control Plus. Es una unidad de captación de datos de medición y de diagnosis para el control de la instalación y telemantenimiento de los inversores SMA.

Sus funciones se resumen a continuación:

- Control del protocolo de eventos, avisos o errores
- Posibilidad de conexión vía MODEM, función de FAX y conexión a visualizadores externos
- Indicador de señales (alarma acústica)

4. Esquema unifilar

4.1. Esquema unifilar

El esquema unifilar de la instalación representa la configuración eléctrica desde los módulos hasta la red.

La instalación consta de 32 módulos de 165W. La tensión máxima del generador la marca la tensión máxima de entrada al inversor. En este caso 750V.

Para realizar la distribución de eléctrica del campo de paneles se tiene en cuenta además la V_{mpp} y la I_{mpp} del módulo.

CARACTERISTICAS	
MODULOS SOLARES	
Umpp (Voltios)	24.2
Impp (Amp)	6.83
Uoc (Voltios)	30.4
Isc (Amp)	7.36
VALORES ENTRADA INVERSOR	
Rango tensión de entrada	125- 750 V
Intensidad max.	2x11 A

Los valores en el punto de máxima potencia son:

$$V = V_{mpp}(\text{panel}) \cdot 16 \text{ paneles en serie} = 387.2V (>125;<750)$$

$$I = I_{mpp} \cdot 2 \text{ ramas en paralelo} = 13.66A (< 22)$$

La tensión y corriente máximas de entrada al inversor son las siguientes:

Par la tensión se supone unas condiciones mínimas de temperatura, para obtener el valor máximo de tensión:

$$V = V_{mint} (-10^\circ C) = (30.4 \cdot 16) - 16 (-0.346 \cdot (25 - (-10))) = 680.16V (<750)$$

$$I = I_{max} \times n^\circ \text{ de ramas en paralelo} = 7.6 \cdot 2 = 15.2 (<22A)$$

Según los cálculos realizados en la memoria de cálculos, la distribución de 2 ramas en paralelo de 16 paneles, sería correcta. La conexión será directa desde la salida de los paneles a la caja de protecciones de CC. Desde allí, se crea el tramo de conexión con el inversor.

La salida del inversor es monofásica a 230V, que se conectará al cuadro general de protecciones de CA y contador.

Capítulo 4

1. Conceptos de Energía

1.1. Radiación Solar

La radiación solar es la energía electromagnética que mana en los procesos de fusión del hidrógeno (en átomos de helio) contenido en el sol.

La energía solar que en un año llega a la tierra a través de la atmósfera es de tan sólo aproximadamente 1/3 de la energía total interceptada por la tierra fuera de la atmósfera y, de ella, el 70% cae en los mares.

Sin embargo, la energía que queda, de $1,5 \cdot 10^{17} \text{ kWh}$, que en un año cae sobre la tierra firme, es igual a varios miles de veces el consumo total energético mundial actual.

En la figura siguiente se ve la evolución de la radiación solar, medida fuera de la atmósfera, durante un año:

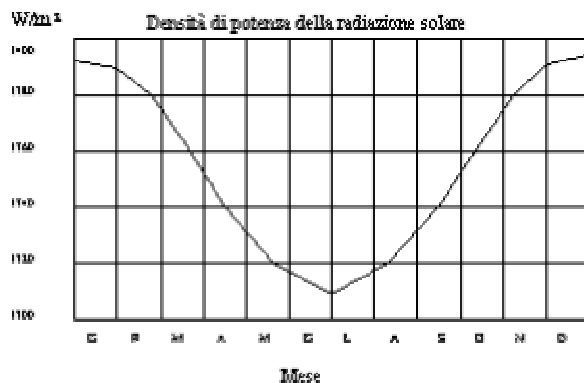


Figura. Evolución de la radiación solar

La radiación solar que llega a la superficie terrestre puede ser **directa o dispersa**. Mientras la radiación directa incide sobre cualquier superficie con un único y preciso ángulo de incidencia, la dispersa cae en esa superficie con varios ángulos. Es necesario recordar que cuando la radiación directa no puede dar a una superficie a causa de la presencia de un obstáculo, el área en sombra no se encuentra completamente a oscuras gracias a la contribución de la radiación dispersa. Esta observación tiene importancia técnica para los dispositivos fotovoltaicos, que pueden funcionar incluso con radiación dispersa (como sucederá por ejemplo en los días nublados).

Una superficie inclinada puede recibir, además, la radiación reflejada por el terreno o por espejos de agua o por otras superficies horizontales, fenómeno conocido como **albedo**.

Las proporciones de radiación directa, dispersa y albedo recibida por una superficie dependen:

- **De las condiciones meteorológicas** (de hecho, en un día nublado la radiación es prácticamente dispersa en su totalidad; en un día despejado con clima seco predomina, en cambio, la componente directa, que puede llegar hasta el 90% de la radiación total);
- **De la inclinación de la superficie respecto al plano horizontal** (una superficie horizontal recibe la máxima radiación dispersa -si no hay alrededor objetos a una altura superior a la de la superficie- y la mínima reflejada);
- **De la presencia de superficies reflectantes** (debido a que las superficies claras son las más reflectantes, la radiación reflejada aumenta en invierno por efecto de la nieve y disminuye en verano por efecto de la absorción de la hierba o del terreno).

En función del lugar, además, varía la relación entre la radiación dispersa y la total, ya que al aumentar la inclinación de la superficie de captación, disminuye la componente dispersa y aumenta la componente reflejada. Por ello, la inclinación que permite maximizar la energía recogida puede ser diferente dependiendo del lugar.

La radiación solar global será la suma de los tres tipos de radiación antes citados.

La posición óptima, en la práctica, se obtiene cuando la superficie está orientada al sur, con ángulo de inclinación igual a la latitud del lugar. La orientación al sur maximiza la radiación solar captada recibida durante el día.

1.2. Irradiancia

Irradiancia es la densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en KW/m^2 .

El Sol, fuera de la atmósfera proporciona una irradiancia de 1367 W/m^2 . Una vez atraviesa la atmósfera, debido a causas como la absorción, reflexión y dispersión, se pierde parte de esta irradiancia. De tal forma, que al nivel del mar, solo disponemos de un valor máximo medido sobre la superficie terrestre de aproximadamente 1000 W/m^2 en condiciones óptimas de sol a mediodía y en un día de verano despejado.

1.3. Irradiación

Se trata de la energía en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en KWh/m^2 .

1.4. Rendimiento energético

También llamando performance ratio (PR). Se trata de la energía producida por la instalación fotovoltaica, teniendo en cuenta las pérdidas del sistema. Debido a factores que afectan a los elementos del sistema, como puede ser bajo rendimiento del inversor, de los módulos, falta de luminosidad, el cableado o la temperatura de las células.

1.5. HES (Horas equivalentes de Sol)

Son los kilovatios hora producidos al año por cada kilovatio pico instalado. También representa el número de horas al año que funcionará la instalación suponiendo unas condiciones estándar de medida.

1.6. C.E.M (condiciones estándar de medida)

Irradiancia	1000W/m ²
Distribución espectral	AM 1.5
Incidencia	Normal
Temperatura de la célula	25 °C

2. Estudio energético de la instalación

2.1. Cálculo de la producción anual esperada

La energía producida por la instalación está en función de la irradiación y depende de la potencia y del rendimiento de la misma.

Para la realización del estudio energético se tomará en cuenta lo indicado en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica del IDAE, apartado 7.

Las fórmulas utilizadas para el cálculo provienen del Instituto de Energías Solar de la Universidad Politécnica de Madrid, dadas también por ASIF.

Datos a calcular:

1. $G(0^\circ, 0^\circ)$: Valor anual de irradiación diaria sobre la superficie horizontal en kWh/(m²·día), obtenido del Instituto Nacional de Meteorología o de Organismo Autonómico Oficial.

2. $G(\alpha, \beta) = G(0^\circ, \beta)$: Valor anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador expresada en kWh/(m²·día), obtenido a partir del anterior, y en el que se han descontado las pérdidas por sombreado en caso de ser éstas superiores a un 10% anual. El parámetro α representa el azimut y β la inclinación del generador, tal como se definen en el anexo II del PCT.

3. Rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”. Incluyendo pérdidas por dispersión de parámetros del generador FV, temperatura de trabajo de los módulos superior a 25°, suciedad de los módulos, pérdidas en el cableado y rendimiento del inversor, errores en el seguimiento del punto de máxima potencia, falta de disponibilidad de la instalación (averías, fallos de la red, labores de mantenimiento y umbral de arranque).

La estimación de la energía producida por un sistema FV se calculará para tres localidades diferentes.

Las ciudades elegidas han sido **Madrid, Asturias (Gijón) y Granada**. La elección viene dada puesto que son localidades con índices de radiación y condiciones climáticas dispares.

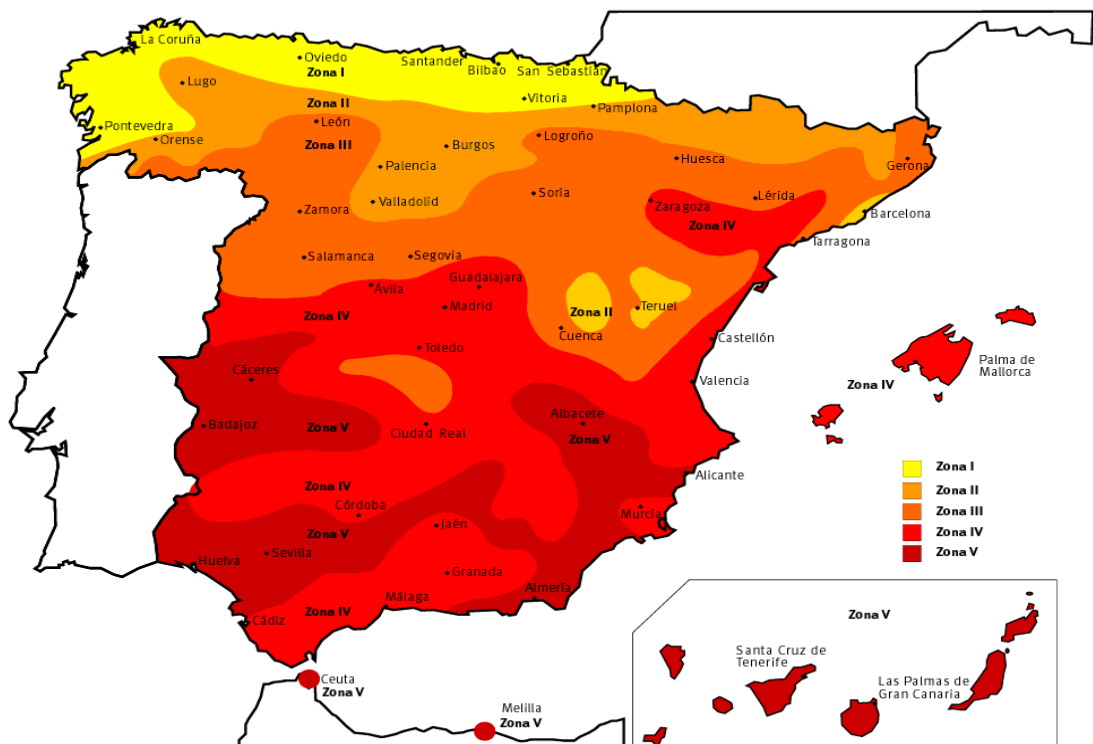
Granada es una de las ciudades que mejores condiciones reúne para realizar una instalación fotovoltaica, puesto que dispone de muchas horas de sol y, en algunas zonas del interior, temperaturas bajas. Recordemos que los módulos solares pierden rendimiento cuando son expuestos a altas temperaturas.

Por otro lado, Asturias, el contrapunto. Sus condiciones climatológicas no son las más adecuadas. Un clima húmedo y templado, acompañado de las continuas lluvias y la

niebla, hacen de ella una de las regiones más desfavorables para plantearse la inversión en una instalación fotovoltaica.

Madrid posee un clima continental, un clima extremo con una enorme diferencia de temperaturas entre le verano y el invierno, con precipitaciones poco abundantes. Un clima seco con humedad de aire baja. Se sitúa en un punto intermedio del estudio de radiación.

En la siguiente imagen se muestran los niveles de radiación en España, donde se distingue las diferencias entre las regiones elegidas. Madrid y Granada se encuentran dentro de la Zona IV, mientras que Asturias se encuentra en la Zona I de radiación solar.



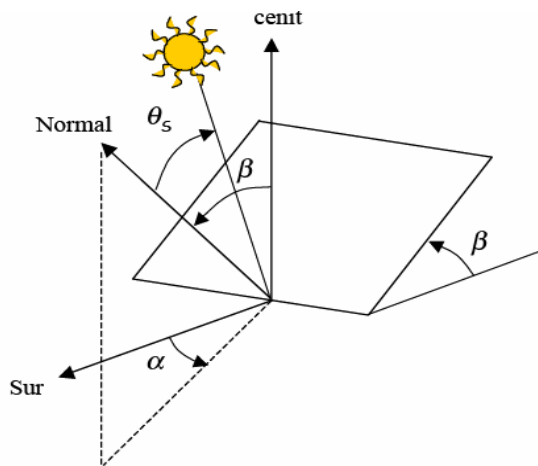
Zona 1: < 3,8 kWh/m²
Zona 2: 3,8 – 4,2 kWh/m²
Zona 3: 4,2 – 4,6 kWh/m²
Zona 4: 4,6 – 5,0 kWh/m²
Zona 5: >5,0 kWh/m²

Coordenadas geográficas de las provincias a estudiar:

Madrid	40.24N	3.41O
Granada	37.11N	3.35O
Asturias	43.32N	5.43O

Los datos de partida de la instalación son:

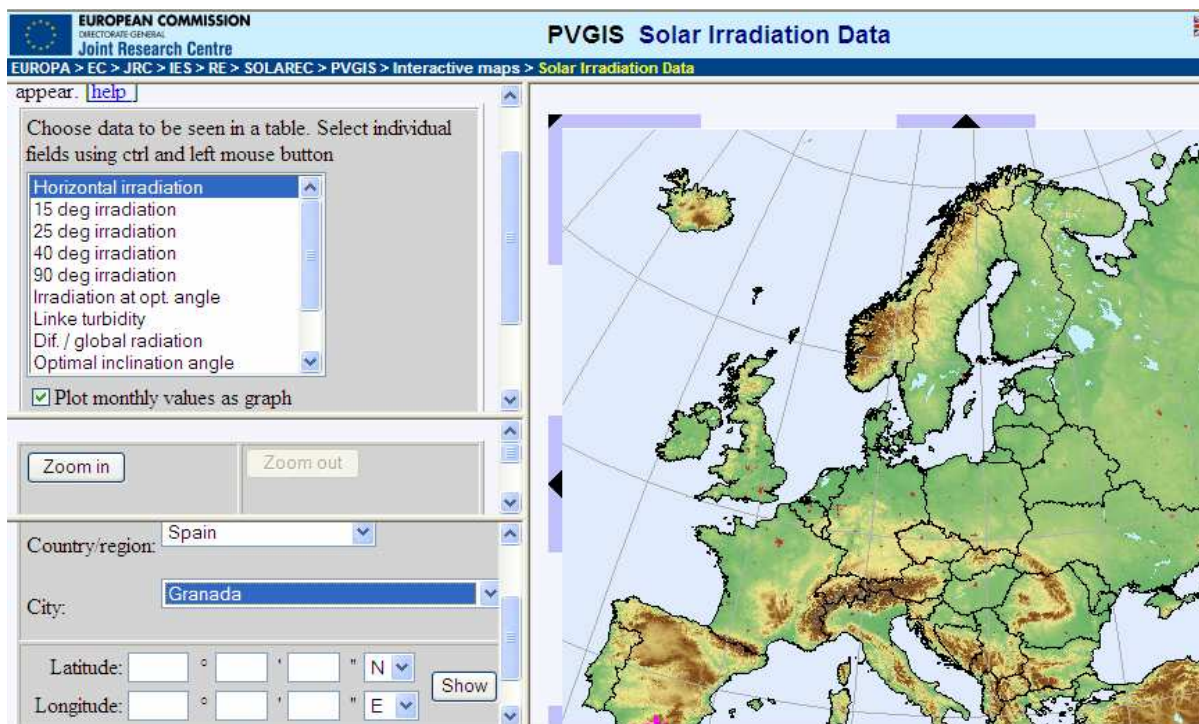
Estructura fija de paneles con una inclinación de 30° y orientados al sur:
 $\beta = 30^\circ$ $\alpha = 0^\circ$ = azimut = desviación con respecto al Sur



Para la estimación de los valores de funcionamiento de un SF es necesario conocer la irradiancia global incidente sobre la superficie del generador correspondiente a una determinada escala temporal.

El Año Meteorológico Típico (AMT) recoge los distintos valores horarios de irradiación global horizontal y temperatura ambiente obtenidos a lo largo de un año hipotético constituido por una sucesión de doce meses pertenecientes a un conjunto de años reales. Así el AMT representa las características meteorológicas del lugar.

Resultados obtenidos a través del Joint Research Center
<http://sunbird.jrc.it/pvgis/apps/radmonth.php>



Datos para cada localidad

Madrid

Mes	Irradiación diaria con inclinación (Wh/m2)
	0 grado
Ene	1989
Feb	2701
Mar	4443
Abr	5099
May	6497
Jun	7232
Jul	7335
Ago	6435
Sep	4980
Oct	3359
Nov	2147
Dic	1619
Año	4497

Asturias

Mes	Irradiación diaria con inclinación (Wh/m2)
	0 grado
Ene	1474
Feb	1999
Mar	3376
Abr	3974
May	4700
Jun	5153
Jul	5072
Ago	4536
Sep	3707
Oct	2497
Nov	1641
Dic	1199
Año	3284

Granada

Mes	Irradiación diaria con inclinación (Wh/m2)
	0 grado
Ene	2545
Feb	3197
Mar	4627
Abr	5346
May	6646
Jun	7202
Jul	7128
Ago	6233
Sep	5016
Oct	3839
Nov	2510
Dic	2152
Año	4712

Mes		Gdm (0°,0°)Wh/m2			Ga(0)W/m2		
	días	Madrid	Asturias	Granada	Madrid	Asturias	Granada
Enero	31	1989	1474	2545	61659	45694	78895
Febrero	28	2701	1999	3197	75628	55972	89516
Marzo	31	4443	3376	4627	137733	104656	143437
Abril	30	5099	3974	5346	152970	119220	160380
Mayo	31	6497	4700	6646	201407	145700	206026
Junio	30	7232	5153	7202	216960	154590	216060
Julio	31	7335	5072	7128	227385	157232	220968
Agosto	31	6435	4536	6233	199485	140616	193223
Septiembre	30	4980	3707	5016	149400	111210	150480
Octubre	31	3359	2497	3839	104129	77407	119009
Noviembre	30	2147	1641	2510	64410	49230	75300
Diciembre	31	1619	1199	2152	50189	37169	66712
Total					1641355	1198696	1720006

Donde Ga(0) es la irradiación anual sobre una superficie plana.

2.2. Estimación de la irradiación anual incidente sobre una superficie inclinada de tal manera que maximice la captación de la radiación solar

El concepto de irradiación anual incidente sobre una superficie inclinada con un ángulo óptimo se expresa como: $G_a(\beta_{opt})$.

El ángulo óptimo, se relaciona con la latitud mediante la siguiente expresión:

$$\beta_{opt} = 3.7 + 0.69 \theta$$

Donde θ es la latitud del lugar.

En el caso que nos lleva,

$$\beta_{opt}(\text{Madrid}) = 31.61^\circ$$

$$\beta_{opt}(\text{Asturias}) = 33.75^\circ$$

$$\beta_{opt}(\text{Granada}) = 29.35^\circ$$

A partir de estos datos, y de la siguiente expresión, calculamos el valor de la irradiación anual sobre la superficie óptima:

$$G_a(\beta_{opt}) = G_a(0) / [1 - 4.46 \times 10^{-4} \beta_{opt} - 1.19 \times 10^{-4} \beta_{opt}^2]$$

Para cada una de las localidades:

$$G_a(\beta_{opt}) \text{ Madrid} = 1894.12 \text{ kWh/m}^2$$

$$G_a(\beta_{opt}) \text{ Asturias} = 1411.14 \text{ kWh/m}^2$$

$$G_a(\beta_{opt}) \text{ Granada} = 1944 \text{ kWh/m}^2$$

2.3. Estimación de la irradiación anual efectiva incidente sobre la superficie del Generador $G(\alpha, \beta)$

$G(\alpha, \beta)$ es la irradiación global sobre una superficie orientada, sabiendo que para el estudio se ha estimado un ángulo de inclinación de los paneles de 30° .

$$G(\alpha, \beta) = G_a(\beta_{opt}) \times g_1(\beta - \beta_{opt})^2 + g_2(\beta - \beta_{opt}) + g_3$$

Donde, $g_i = g_{i1}|\alpha| + g_{i2}|\alpha| + g_{i3}$; $i=1, 2, 3$

La tabla contiene los valores de los coeficientes para superficies con un grado mediano de suciedad, que se caracteriza por una pérdida de transparencia del 3% en la dirección normal a la superficie.

Tabla . Coeficientes utilizados para resolver las ecuaciones [4] y [5]. Los valores corresponden al caso más representativo de un grado mediano de suciedad.

Coeficientes	$T_{sucio}(0)/T_{limpio}(0) = 0,97$		
	$i = 1$	$i = 2$	$i = 3$
g_{1i}	8×10^{-9}	$3,8 \times 10^{-7}$	$-1,218 \times 10^{-4}$
g_{2i}	$-4,27 \times 10^{-7}$	$8,2 \times 10^{-6}$	$2,892 \times 10^{-4}$
g_{3i}	$-2,5 \times 10^{-5}$	$-1,034 \times 10^{-4}$	0,9314

Sabiendo que α corresponde con el azimut (ángulo de desviación respecto al Sur) y β la inclinación de los módulos solares respecto de la horizontal, calculamos $G(\alpha, \beta)$ para cada localidad :

En este caso el valor de α será 0 puesto que se ha partido de la suposición de que el generador fotovoltaico se encuentra orientado al Sur.

El ángulo β tendrá un valor de 30° , ya que es la inclinación que se ha establecido para las estructuras de los paneles fijos.

$\alpha = 0$ implica que $g_i = g_{i1}|\alpha| + g_{i2}|\alpha| + g_{i3}$; $g_i = g_{i3}$

	Madrid	Asturias	Granada
β_{opt}	31.6°	33.75°	29.3°
$G_a(\beta_{opt}) \text{ kWh/m}^2$	1894.12	1411.14	1944

$$G(\alpha, \beta) = G_a(\beta_{opt}) \times g_1(\beta - \beta_{opt})^2 + g_2(\beta - \beta_{opt}) + g_3$$

Madrid:

$$G(\alpha, \beta) = G_a(\beta_{opt}) \times g_1(\beta - \beta_{opt})^2 + g_2(\beta - \beta_{opt}) + g_3$$

$$G(\alpha, \beta) = 1894.12 \times -1.2818 \times 10^{-4} (30 - 31.6)^2 + 2.892 \times 10^{-4} (30 - 31.6) + 0.9314$$

$$G(\alpha, \beta) = 1763.56 \text{ kWh/m}^2$$

Asturias:

$$G(\alpha, \beta) = G_a(\beta_{opt}) \times g_1(\beta - \beta_{opt})^2 + g_2(\beta - \beta_{opt}) + g_3$$

$$G(\alpha, \beta) = 1411.14 \times -1.218 \times 10^{-4} (30 - 33.75)^2 + 2.892 \times 10^{-4} (30 - 33.75) + 0.9314$$

$$G(\alpha, \beta) = 1312 \text{ kWh/m}^2$$

Granada:

$$G(\alpha, \beta) = G_a(\beta_{opt}) \times g_1(\beta - \beta_{opt})^2 + g_2(\beta - \beta_{opt}) + g_3$$

$$G(\alpha, \beta) = 1944 \times -1.218 \times 10^{-4} (30 - 29.3)^2 + 2.892 \times 10^{-4} (30 - 29.3) + 0.9314$$

$$G(\alpha, \beta) = 1810.5 \text{ kWh/m}^2$$

2.4. Factores de pérdidas

Todos los sistemas Fotovoltaicos tienen pérdidas energéticas originadas por distintos factores. Éstos tienen que ver en la disminución de la energía solar incidente con respecto a la real generada por el sistema FV e inyectada a la red:

- *Pérdidas por desviación de la potencia nominal.*
Se debe sobre todo a la diferencia entre módulos por un problema de fabricación. De ahí la estimación dada por el fabricante de módulos en la que expresa que la potencia de pico dada por un módulo oscila entre $\pm 5\%$.

- *Pérdidas de conexionado*
Son las pérdidas energéticas originadas por la conexión de módulos FV de potencias ligeramente diferentes para formar el generador FV.
Sucederá que con la conexión de paneles en serie, se producirá una limitación de la corriente a aquel panel que disponga de menor potencia de entre todos los conectados. Del mismo modo, con la conexión en paralelo aquel módulo que posee una potencia menos, limitará la tensión del conjunto.
- *Pérdidas por polvo y suciedad*
Dado por la deposición de polvo y suciedad en la superficie de los paneles.
- *Pérdidas angulares y espectrales*
Dadas las condiciones estándar de un módulo, se sabe que el espectro AM 1.5 G, pero al igual que las demás CEM, no es constante a lo largo de todo el tiempo de operación del sistema.
- *Pérdidas por caídas óhmicas en el cableado*
Pérdidas originadas por las caídas de tensión en el cableado.
Las pérdidas principales de cableado pueden calcularse conociendo la sección de los cables y su longitud, por la ecuación:

$$L_{cab} = R I_2 (5)$$

$$R = 0,000002 L / S (6)$$

R es el valor de la resistencia eléctrica de todos los cables, en ohmios.
 L es la longitud de todos los cables (sumando la ida y el retorno), en cm.
 S es la sección de cada cable, en cm².
- *Pérdidas por temperatura*
La temperatura de operación de los módulos depende de la irradiancia, temperatura ambiente y velocidad del viento.
Pese a lo que se tiende a pensar, un módulo a menores temperaturas, posee un rendimiento mayor.
En el panel fotovoltaico se producen unas pérdidas de potencia del orden de un 4 a 5% por cada 10°C de aumento de su temperatura de operación.
- *Pérdidas por rendimiento AC/DC del inversor*
Es importante seleccionar un inversor de alto rendimiento en condiciones nominales de operación y también tener en cuenta la potencia del inversor en relación con la dada por el generador. Será conveniente no sobredimensionar el inversor, puesto que en ese caso su rendimiento se minimiza.
- *Pérdidas por rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia del Generador FV*
El inversor trabaja para realizar un seguimiento en todo momento del punto de máxima potencia. Pero debido al cambio de las condiciones ambientales (irradiación y temperatura), a las sombras proyectadas en el generador o la deposición de suciedad en los paneles, el punto de máxima potencia puede sufrir variaciones.

Pérdidas por sombreado del Generador FV

Si colocamos un sistema FV en el núcleo de una población o no tenemos en cuenta la distancia correcta entre paneles, es inevitable que a ciertas horas del día se produzcan sombra sobre los paneles, que producirán pérdidas energéticas causadas por la disminución de la captación de irradiación solar.

2.5. Orientación, inclinación

Se evalúan en este apartado las pérdidas por orientación e inclinación, así como las posibles sombras sobre la instalación FV.

Estas pérdidas deberán estar comprendidas dentro de los límites establecidos, que se adjuntan en la siguiente tabla:

	Orientación e inclinación (OI)	Sombras (S)	Total (S+OI)
General	10%	10%	15%
Superposición	20%	15%	30%
Integración arquitectónica	40%	20%	50%

Influencia de la orientación, inclinación y sombras

Para este proyecto se ha hecho un supuesto inicial en el que se establece una orientación de la instalación perfectamente orientada al sur, con lo cual el valor del acimut es cero.

La evaluación de las pérdidas por orientación calculadas en la memoria de cálculo establece que se encuentran en torno a un 5%, lo que entra dentro de los límites establecidos por el Pliego de Condiciones Técnicas para Sistemas Fotovoltaicos conectados a Red.

Además, ningún edificio colindante produce sombras sobre la instalación de manera que pueda mermar significativamente el rendimiento de la misma.

2.6. Producción de energía en un Sistema Fotovoltaico Conectado a Red

La energía que se produce anualmente por un SFCR se expresa mediante la siguiente fórmula:

$$E_p = \frac{P \cdot \left(\frac{G(\alpha, \beta)}{G^*} \right)}{PR} \quad \text{kWh/año}$$

Donde,

P es la potencia pico del generador, entregada en CEM

G* la irradiación anual efectiva en CEM expresada en 1 kW/ m²

PR “Performance Ratio”. Es la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, que tiene en cuenta las diferentes pérdidas asociadas a un sistema fotovoltaico.

Para este proyecto, puesto que es una instalación en fase de construcción, no se pueden definir las pérdidas exactamente, ya que no se pueden tomar mediciones sobre la instalación. Así pues, se han estimado de forma orientativa a través de las tablas dadas en el Pliego de Condiciones Técnicas para Instalaciones Fotovoltaicas conectadas a Red.

Tipo de pérdidas	Porcentaje de pérdidas
Suciedad y polvo	3%
Angulares y espectrales	3%
Pérdidas rendimiento y dispersión módulos	2%
Ohmicas DC/AC	3%
No cumplimiento de la potencia nominal	5%
Temperatura	3%
Orientación	5%
Rendimiento SNMP	3%
Otros	2%
Performance ratio	74%

Calculando la Ep para cada una de las localidades del estudio obtenemos la siguiente tabla de datos:

Localidad	Ga(0)kWh/m2	G (α,β) kWh/m2	PR	HES	Ep kWh/año
Madrid	1641.355	1736.56	74%	1182	5911.25
Asturias	1198.696	1312	74%	893	4466
Granada	1720.006	1810.5	74%	1233	6163

Capítulo 5

1. Viabilidad económica

1.1. Relación de concesiones, licencias y permisos / Tramitación requerida por una instalación FV conectada a red

Para la instalación de un sistema FV y para poder evacuar en la red la energía producida, se deben tener en cuenta una serie de condiciones, licencias y permisos que son necesarios para el desarrollo de un proyecto:

- Conformidad con el punto de conexión (IBERDROLA S.A, ENDESA...)
- Autorización administrativa y aprobación del proyecto
- Inscripción en el registro de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica en Régimen especial (Ministerio de Industria)
- Informe urbanístico favorable (Ayuntamiento)
- Licencia de obras (Ayuntamiento)
- Licencia de Instalación (Ayuntamiento)
- Boletín Instalador (Industria)

A parte de éstos, también se exigen los siguientes trámites fiscales:

- 1- Alta en el IAE. Se efectúa en el Ayuntamiento y es necesario para reconocer las facturas y solicitar la devolución del IVA.
- 2- Alta declaración censal simplificada. Darse de alta en Hacienda rellenando el modelo 037. Es el indicado para el inicio de una actividad económica por una persona física.

- 3- Pagos iniciales al instalador. Se refiere a las facturas posteriores al alta de declaración censal para evitar los posibles problemas con las devoluciones del IVA.

1.2. Ingresos anuales

“El Real decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, permite a cualquier persona o sociedad vender la energía producida a través de la instalación solar fotovoltaica y obliga a las Compañías Eléctricas a comprarla.”

La viabilidad técnica queda garantizada con un diseño adecuado de la instalación. Para la viabilidad económica los ingresos de una instalación FV vienen dados por la venta de la energía producida por el generador FV, a la compañía suministradora. Los ingresos por kWh de electricidad inyectado a la red están regulados por el R.D 661/2007 del 25 de Mayo y por el RD1578/2008 de 26 de Septiembre.

La entrada en vigor del RD 436 el 12 de marzo de 2004 supuso el lanzamiento de la energía solar fotovoltaica a gran escala en el sector de la generación de energía eléctrica en España. Este real decreto establecía un marco legal y económico duradero, que permitiría tanto a pequeñas y medianas empresas como a particulares, invertir en una energía limpia y renovable para alcanzar los objetivos definidos por el PER. Este RD fue actualizado en el año 2007. En estos momentos las primas subvencionadas por la venta de energía a la red eléctrica están reguladas en el actual Real Decreto 661/2007 por el RD1578/2008 de 26 de Septiembre, los cuales regulan la producción de energía eléctrica en función del origen de la energía producida.

1.3. Estudio Económico

La venta de energía fotovoltaica actualmente está regulada mediante normativas y ayudas para los productores de Energías Alternativas. Un sistema fotovoltaico se demuestra rentable a partir del hecho de que la energía del sol es gratuita. El único coste es la inversión inicial, y el mantenimiento. Este coste inicial tiene además la ventaja de contar con primas y beneficios, que junto con las deducciones fiscales son la mejor forma de incentivar las energías renovables de forma competitiva.

El estudio de viabilidad se extenderá solamente a los primeros 25 años de vida pues son los años en los que el rendimiento de los módulos solares es mayor y porque un período de estudio superior provocaría una mayor incertidumbre.

Decir que ASIF estima la vida útil de una planta fotovoltaica siguiendo un adecuado mantenimiento en más de 40 años para los paneles, 30 años para la electrónica

(inversor) y para los elementos auxiliares tales como el cableado, canalizaciones, cajas de conexión.

Para realizar el estudio económico se han analizado **tres escenarios diferentes**, con un nivel de radiación diferente, dando cada uno de ellos un valor de energía vertida a la red y por tanto unos ingresos anuales distintos.

Como datos de partida para el estudio económico, se ha de comentar que el propietario de la instalación es un único dueño, dato que necesitamos saber para el cálculo de los impuestos.

Además decir que los Ayuntamientos de las tres ciudades no conceden subvenciones para instalaciones solares fotovoltaicas. Actualmente son las instalaciones solares térmicas y mejoras de eficiencia energética las que reciben ayudas.

Presupuesto: El presupuesto es una valoración del alcance del proyecto en el que se incluyen los elementos necesarios para la instalación del sistema FV.

Ingresos anuales por venta de electricidad: Estos ingresos son el resultado del producto de la energía generada y el precio de venta de la misma. Se tomará una subida de IPC aproximada del 3%.

Pérdidas de energía: Anteriormente se ha calculado la energía inyectada a la red, calculada a partir de la radiación solar incidente sobre los paneles. Pero el rendimiento de los módulos solares, según el fabricante, tienen una garantía de 90% de la potencia de salida durante los primeros 12 años y un 80% hasta cumplir los 25 primeros años. Esto se traduce en que está garantizado por el fabricante un coeficiente de caída del rendimiento anual del 0,8%.

Gastos de explotación: Se trata de todos los gastos necesarios para el óptimo funcionamiento del sistema. Los gastos de explotación se dividen en:

- Costes de mantenimiento y operación: incluye tanto el mantenimiento preventivo, que para instalaciones de 5kW será de una revisión anual, como un posible mantenimiento correctivo en caso de avería. En el período de análisis se incrementará un 3% anual, debido a que el principal aumento del coste que deben asumir las empresas dedicadas al mantenimiento es el de los salarios técnicos, que en la mayoría de estas empresas corresponde con el IPC. De esta forma se asegura un crecimiento constante de los ingresos parejo al IPC y que mantiene el valor actual de la inversión a largo plazo.
- Alquiler del terreno (en caso de utilizar contrato de arrendamiento de algún terreno para la colocación del sistema fotovoltaico).

- Seguro: se contratará un seguro contra posibles contingencias, como podrían ser fallos en la instalación o robos de material. Según ASIF la tramitación de seguros para este tipo de instalaciones, será de un 0.2% del coste de la instalación. Se supondrá una evolución de un 3% anual.

Características del préstamo: El préstamo se ha dividido en un 20% de recursos propios y un 80% de fondos financiados (a Euribor +1%) durante un periodo de 6 años.

Cuotas del préstamo: En el cálculo de las cuotas anuales, se ha tomado el valor medio del euribor de los últimos 4 años.

Impuestos (Para particulares):

La actividad que genera una instalación FV, para el caso de una persona física, está sujeta a tres impuestos:

- *IAE*
El primer paso a seguir es darse de alta en el IAE epígrafe 151.4 del IDAE, correspondiente a la producción de Energía Solar.
- *CAE (Código de Actividad y Establecimiento)*
Para instalaciones menores de 100kW no es necesario darse de alta. Cuota cero.
- *Impuesto sobre la renta de personas físicas (IRPF)*
La actividad tributaria en el apartado de actividades empresariales, por el régimen de estimación simplificada.
Se deben pagar los impuestos por el neto resultante de restar a los ingresos (facturación del kWh), los gastos deducibles ocasionados por la explotación (mantenimiento y amortización). Se debe hacer el pago fraccionado del IRPF (modelo 130). El pago a cuenta del IRPF será por estimación directa simplificada. Si la instalación está financiada, la subvención debería imputarse en la misma proporción en que se amortiza el bien que está financiando.

En resumen, esto es lo que hay que incluir en la declaración:

- Ingresos:
 - Ingresos de Explotación: pago de la compañía eléctrica por tu producción, SIN IVA.
 - Otros ingresos: la parte proporcional de las subvenciones recibidas, esto es, las subvenciones divididas por el número de años de amortización de la inversión.

- Gastos:

- Arrendamientos y cánones: si el terreno es arrendado.
- Reparación y conservación: gastos por reparaciones y mantenimiento.
- Servicios de profesionales independientes: si se tiene que contratar un ingeniero o un electricista, siempre que no estuviera ya incluido dentro del pago de la instaladora.
- Suministros: por ejemplo el agua utilizada para la limpieza de las placas.
- Otros servicios exteriores: por ejemplo la prima si se asegura la instalación.
- Tributos fiscalmente deducibles: por ejemplo el Impuesto de Bienes Inmuebles del terreno.
- Gastos financieros: intereses bancarios, comisiones, gastos de formalización de préstamos, etc.
- Amortizaciones: el importe total de la inversión dividido por el número de años de amortización.

- IVA

Las instalaciones dedicadas al aprovechamiento de la energía solar para la producción de energía eléctrica tienen derecho, siempre que estén dadas de alta en el Impuesto de Actividades Económicas, a la devolución del Impuesto de Valor Añadido soportado al realizar la inversión.

El IVA, 16%, se ha tenido en cuenta en el cálculo de los costes de la instalación pues en la venta de energía no influye. Es un impuesto que se facturará a la compañía distribuidora y que luego se debe abonar a hacienda trimestralmente.

Las obligaciones fiscales por parte de una persona física son las siguientes: Debe hacerse una declaración trimestral, por el diferencial soportado (compra de los equipos) y cobrado (factura a la Compañía Distribuidora) (Modelo 300). Al final del primer año, se pedirá a Hacienda la devolución de todo el IVA soportado al comprar la instalación (Modelo 390). Para la liquidación anual, se necesita estar dado de alta en el IAE y el libro de facturas.

Deducciones:

La disminución en el apoyo a las inversiones en medio ambiente afecta tanto a una persona física como a una empresa.

Ley 35/2006 28 de noviembre, del IRPF

Artículo 28. Reglas generales de cálculo del rendimiento neto.

1. El rendimiento neto de las actividades económicas se determinará según las normas del Impuesto sobre Sociedades

Deducción máxima aplicable

RD Legislativo 4/2004, de 5 de marzo, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley del Impuesto sobre Sociedades, en su artículo 39, Deducciones por Inversiones Medioambientales, en su punto 3:

*“3. Asimismo, **podrá deducirse de la cuota íntegra el 10 por ciento de las inversiones realizadas en bienes de activo material nuevos destinadas al aprovechamiento de fuentes de energías renovables consistentes en instalaciones y equipos con cualquiera de las finalidades que se citan a continuación:***

a) Aprovechamiento de la energía proveniente del sol para su transformación en calor o electricidad.”

RD 1777/2004, de 30 de julio, por el que se aprueba el Reglamento del Impuesto sobre Sociedades, en su artículo 33, Ámbito de aplicación: instalaciones destinadas a la protección del medio ambiente:

*“De acuerdo con lo establecido en el artículo 39 de la Ley del Impuesto, los sujetos pasivos **podrán deducir de la cuota íntegra el 10 por ciento del importe de las inversiones realizadas en elementos patrimoniales del inmovilizado material destinados a la protección del medio ambiente, consistentes en:***

[...]

b) Activos materiales nuevos destinados al aprovechamiento de fuentes de energías renovables consistentes en instalaciones y equipos con cualquiera de las finalidades definidas a continuación:

1ª Aprovechamiento de la energía proveniente del sol para su transformación en calor o electricidad.”

LEY 35/2006, de 28 de noviembre, del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas y de modificación parcial de las leyes de los Impuestos sobre Sociedades, sobre la Renta de no Residentes y sobre el Patrimonio, en su Disposición final segunda.

Modificación del texto refundido de la Ley del Impuesto sobre Sociedades, aprobado por el Real Decreto Legislativo 4/2004, de 5 de marzo y de la Ley 49/2002, de 23 de diciembre, de régimen fiscal de las entidades sin fines lucrativos y de los incentivos fiscales al mecenazgo, Punto 14:

“14. Con efectos para los períodos impositivos que se inicien a partir de 1 de enero de 2007, se añade una disposición adicional décima al texto refundido de la Ley del Impuesto sobre Sociedades, aprobado por el Real Decreto Legislativo 4/2004, de 5 de marzo, que quedará redactada de la siguiente manera:

«Disposición adicional décima. Reducción de las deducciones en la cuota íntegra del Impuesto sobre Sociedades para incentivar la realización de determinadas actividades.

*1. **Las deducciones reguladas en los artículos [...] 39, [...] de esta Ley, se determinarán multiplicando los porcentajes de deducción establecidos en dichos artículos por el coeficiente siguiente:***

0,8 en los períodos impositivos iniciados a partir de 1 de enero de 2007.

0,6 en los períodos impositivos iniciados a partir de 1 de enero de 2008.

0,4 en los períodos impositivos iniciados a partir de 1 de enero de 2009.

0,2 en los períodos impositivos iniciados a partir de 1 de enero de 2010.”

Base de cálculo de la Deducción

RD 1777/2004, Artículo 36, Base de la deducción por instalaciones destinadas a la protección del medio ambiente:

“En los supuestos a que se refiere el artículo 33 de este Reglamento, la base de cálculo de la deducción será el precio de adquisición o coste de producción.

[...]

La parte de la inversión financiada con subvenciones no dará derecho a la deducción.”

Plazo e importe de las deducciones

El RD 4/2004, en su Artículo 44. Normas comunes a las deducciones previstas en este capítulo:

“1. [...]

Las cantidades correspondientes al período impositivo no deducidas podrán aplicarse en las liquidaciones de los períodos impositivos que concluyan en los 10 años inmediatos y sucesivos. [...]

El cómputo de los plazos para la aplicación de las deducciones previstas en este capítulo podrá diferirse hasta el primer ejercicio en que, dentro del período de prescripción, se produzcan resultados positivos, en los siguientes casos:

a) En las entidades de nueva creación.

b) En las entidades que saneen pérdidas de ejercicios anteriores mediante la aportación efectiva de nuevos recursos, sin que se considere como tal la aplicación o capitalización de reservas.

El importe de las deducciones previstas en este capítulo a las que se refiere este apartado, aplicadas en el período impositivo, no podrán exceder conjuntamente del 35 por ciento de la cuota íntegra minorada en las deducciones para evitar la doble imposición interna e internacional y las bonificaciones. [...]

2. Una misma inversión no podrá dar lugar a la aplicación de la deducción en más de una entidad.

3. Los elementos patrimoniales afectos a las deducciones previstas en los artículos anteriores deberán permanecer en funcionamiento durante cinco años, o tres años, si se trata de bienes muebles, o durante su vida útil si fuera inferior.

Conjuntamente con la cuota correspondiente al período impositivo en el que se manifieste el incumplimiento de este requisito, se ingresará la cantidad deducida, además de los intereses de demora.”

1.4. Datos de partida

Se ha supuesto que el presupuesto de las tres instalaciones es el mismo, el cual se encuentra adjunto al proyecto y cuyo monto total asciende a la cantidad de:

PRESUPUESTO INICIAL	
Coste de la instalación IVA(16%)	27.060,84 € 4.329,73€
Total	31.390,57€

En el siguiente cuadro se muestra un resumen de los datos de partida a la hora de hacer un estudio económico.

Adjunto al proyecto se encuentran las tres cuentas de resultado.

El sistema de amortización utilizado para calcular el servicio de la deuda ha sido el de cuotas constantes.

Datos de partida		Datos de financiación		Impuestos deducciones y	
Presupuesto instalación			27.060,84€		
Potencia pico(Wp)	5280	Porcentaje financiado	80,00%	IVA(anual)	16%
Coste/Wp	5,125 €	Euribor	3,864%	IRPF(anual)	18%
Coste Operación y Mantenimiento	300€/año a partir del 4año	Coste sobre euribor	1,00%	Deducción por medioambiente	8%
Incremento costes	2,00%	Coste Amortización inmovilizado (años)	4,864%		
Coste seguro	0,20%	Amortización del principal (años)	25		
Incremento coste seguro	2,00%		6		
Pérdidas por caída de rendimiento	0.8%				

Comentar que el hecho de que se haya hecho un estudio de viabilidad y cálculo de los parámetros para Antes y Después de Impuestos se debe a que el propietario de la instalación es una persona física y no una sociedad o empresa.

Sucede que cada persona tiene unas características tributarias diferentes. En el caso expuesto se ha tomado un IRPF del 18%, pero esto no es fijo. El tipo impositivo puede llegar a variar entre un 2% y un 45%.

1.5. VAN, TIR Y PAY-BACK

Para un estudio de la viabilidad y rentabilidad del los proyectos, se ha tomado como indicadores los resultados dados por el método del TIR y el VAN.

Se han utilizado hojas EXCEL de Microsoft para realizar el estudio. En ellas, y según las suposiciones especificadas en este proyecto, se han ido calculando los gastos e ingresos de la instalación solar.

Se ha calculado el valor del margen operativo, que tiene en cuenta las ganancias producidas por la venta de electricidad generada a la red, menos los gastos operativos, en los que se incluyen los gastos de mantenimiento y de seguro de la instalación.

Por otro lado, se ha calculado el servicio de la deuda teniendo en cuenta que se ha financiado un 80% del coste de la instalación, valor máximo que suelen conceder los Bancos para este tipo de instalaciones, durante 6 años.

1.5.1. Van

El valor del **VAN** (Valor Actual Neto) es la suma de los valores actualizados de todos los flujos de caja esperados del proyecto, deduciendo el valor de la inversión. Mide la viabilidad del proyecto y se representa mediante la siguiente fórmula:

$$VAN = \sum_{n=0}^N \frac{I_n - E_n}{(1 + i)^n}$$

Se trata de convertir las futuras cantidades (los Flujos de Caja de cada año) en valores actuales equivalentes. Para ellos se utiliza el factor de conversión o actualización **k**, cuyo valor en este proyecto será de **k=6%**.

El proyecto resultará viable siempre que el valor del VAN sea mayor o igual que 0. Entre dos o más proyecto, el más rentable será aquel que tenga un VAN más alto.

1.5.2. Tir

El **TIR** (Tasa Interna de Rentabilidad) mide la rentabilidad del proyecto. Es la tasa de descuento que hace que el Valor Actual Neto de una inversión sea igual a cero.

Se considera que una inversión es aconsejable si la TIR resultante es igual o superior a la exigida por el inversor. En este caso la tasa de rentabilidad será de 6%.

1.5.3. Pay-back

El **período de recuperación o PayBack estático**, es el tiempo que un proyecto tarda en devolver los fondos que se le asignaron, siendo un indicador de riesgo, ya que cuanto mayor tarde en recuperarse la inversión, mayor será la incertidumbre, y afectará a la rentabilidad del mismo.

Al tratarse de un método estático posee el inconveniente de no tener en cuenta el valor del dinero en las distintas fechas o momentos, pero resulta interesante su estudio puesto que cuanto más corto sea el período de recuperación de la inversión, mejor será el proyecto.

La fórmula aplicada para su cálculo es la siguiente:

$$\text{Pay- Back} = \text{Coste de la inversión} / \text{Flujos de caja anuales}$$

Como criterio de elección se elegirán aquellos proyectos con menor plazo de recuperación.

1.5.4. Ratio de cobertura

El **ratio de cobertura** mide la capacidad de hacer frente a los compromisos financieros. Cuando dicho ratio es mayor que cero, el propietario dispondrá de suficiente flujo de caja como para cubrir el servicio de la deuda adquirido. Se calcula mediante la fórmula:

$$\text{Ratio de cobertura} = \frac{FCD}{SD}$$

Donde,

FCD: Flujo de caja disponible para el servicio de la deuda, se trata del margen operativo bruto (ingresos – gastos operativos)

SD: Servicio de la deuda anual, igual a la suma del principal más los intereses anuales.

1.6. RESULTADOS

El siguiente cuadro muestra los resultados obtenidos:

	VAN		TIR		PAY-BACK	
	ADI	DDI	ADI	DDI	ADI	DDI
Madrid	3.646,27 €	2.305,59 €	7%	7%	0.41	0.44
Asturias	-6.113,68 €	-5.697,57 €	4%	4%	0.59	0.61
Granada	5.346,37 €	3.699,67 €	8%	7%	0.39	0.42

1.7. NORMATIVA

- Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, así como sus instrucciones complementarias.
- Orden del 6 de Julio de 1984 (BOE del 1 de Agosto de 1984), por el que se aprueban las instrucciones técnicas complementarias del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación.
- Orden de 18 de Octubre de 1984 (BOE de 25 de Octubre de 1984), complementaria a la anterior.
- Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre por el cual se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Orden de 5 de Septiembre de 1985 para la que se establecen normas administrativas y técnicas para el funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5000 kVA y centrales de autogeneración eléctrica.
- Real Decreto 2366/1994 de 9 de Diciembre sobre producción de energía eléctrica para las instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables. (BOE de 31 de Diciembre de 1994).
- Real Decreto 436/2004 de 27 de marzo, sobre producción de energía eléctrica para instalaciones alimentadas por recursos o fuentes de energías renovables, residuos o cogeneración.
- Real Decreto 1663/2000 de 29 de Septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 661/2007.
- Real Decreto 1578/2008.
- Condiciones Técnicas que han de cumplir las instalaciones fotovoltaicas para su conexión a la red de Iberdrola.
- Pliego de condiciones técnicas para instalaciones conectadas a la red, exigido en el marco de las Líneas de ayuda para la promoción de instalaciones de energía solar fotovoltaica en el ámbito del Plan de Fomento de Energías Renovables, publicado por el IDAE para la convocatoria correspondiente al ejercicio.
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

PRESUPUESTO 5 KW

Presupuesto

%		Cantidad	Precio unitario	Precio total
	MATERIAL SOLAR			
71,95	Placa solar modelo 165- SP Schüco	32	495,00 €	15.840,00 €
	Estructura Schüco con carril base y Perfil 1 incluido conjunto de grapas y tornillos	1	1.161,60 €	1.161,60 €
	Inversor SMA Sunny Boy 5000 TL	1	2.470,00 €	2.470,00 €
	INSTALACION ELECTRICA			
17,07	Cableado instalación			
	Conductor RV-0.6/1KV 1x 4 mm	120	0,49 €	58,80 €
	Conductor RV-K 0.6/1KV 1x 16mm	200	1,26 €	252,00 €
	Bandeja	150	12,40 €	1.860,00 €
	Pequeño material de obra			
	Tornillos, tacos de presión, bridas, arandelas, rollos de cinta, remaches...	1	1.500,00 €	1.500,00 €
	Protecciones CC/CA			
	Fusibles 16A	4	0,77 €	3,08 €
	Portafusibles 16A	4	4,77 €	19,08 €
	Varistor 1000V	2	59,28 €	118,56 €
	Armario o caja para protecciones	1	367,20 €	367,20 €
	Diferencial 2x40 30mA	1	46,35 €	46,35 €
	Magnet. 2P 25 A	1	19,51 €	19,51 €
	Puesta a tierra			
	Pica de acero/cobre /UNE 1500x14.2	3	13,62 €	40,86 €
	Brida Lat/Cu P/Pica 14 mm	6	1,80 €	10,80 €
	Cable desnudo 35mm (Kg)	10	7,40 €	74,00 €
	Contador			
	ARMARIO CPMVM UF	1	250,00 €	250,00 €
	MONITORIZACION			
4,95	Sistema de monitorización Sunny boy Control Plus	1	1.339,00 €	1.339,00 €
	MANO DE OBRA DE LA INSTALACION			
6,02	Instalación y puesta en marcha de la instalación	1	1.630,00 €	1.630,00 €
			Total	27.060,84 €
				5,13 € Wp

ESTUDIO ECONOMICO -MADRID-

MADRID

MADRID							
Año				Gastos explotación			Margen operativo
	Ingresos/kWh	kWh vendidos	Total ingresos	Operación y mantenimiento	Seguro	Total gastos explotación	
0							
1	0,440381 €	5911,25	2.603,20	300,00 €	54,12 €	354,12 €	2.249,08 €
2	0,4525 €	5863,96	2.653,39	309,00 €	55,75 €	364,75 €	2.288,65 €
3	0,4649 €	5817,05	2.704,55	318,27 €	57,42 €	375,69 €	2.328,86 €
4	0,4777 €	5770,51	2.756,69	327,82 €	59,14 €	386,96 €	2.369,73 €
5	0,4909 €	5724,35	2.809,84	337,65 €	60,91 €	398,57 €	2.411,28 €
6	0,5044 €	5678,55	2.864,02	347,78 €	62,74 €	410,52 €	2.453,49 €
7	0,5182 €	5633,12	2.919,23	358,22 €	64,62 €	422,84 €	2.496,39 €
8	0,5325 €	5588,06	2.975,52	368,96 €	66,56 €	435,52 €	2.539,99 €
9	0,5471 €	5543,36	3.032,88	380,03 €	68,56 €	448,59 €	2.584,29 €
10	0,5622 €	5499,01	3.091,36	391,43 €	70,62 €	462,05 €	2.629,31 €
11	0,5776 €	5455,02	3.150,96	403,17 €	72,74 €	475,91 €	2.675,05 €
12	0,5935 €	5411,38	3.211,71	415,27 €	74,92 €	490,19 €	2.721,52 €
13	0,6098 €	5368,09	3.273,63	427,73 €	77,16 €	504,89 €	2.768,74 €
14	0,6266 €	5325,14	3.336,75	440,56 €	79,48 €	520,04 €	2.816,71 €
15	0,6438 €	5282,54	3.401,08	453,78 €	81,86 €	535,64 €	2.865,44 €
16	0,6615 €	5240,28	3.466,65	467,39 €	84,32 €	551,71 €	2.914,94 €
17	0,6797 €	5198,36	3.533,49	481,41 €	86,85 €	568,26 €	2.965,23 €
18	0,6984 €	5156,77	3.601,62	495,85 €	89,45 €	585,31 €	3.016,31 €
19	0,7176 €	5115,52	3.671,06	510,73 €	92,14 €	602,87 €	3.068,19 €
20	0,7374 €	5074,59	3.741,83	526,05 €	94,90 €	620,95 €	3.120,88 €
21	0,7576 €	5033,99	3.813,98	541,83 €	97,75 €	639,58 €	3.174,39 €
22	0,7785 €	4993,72	3.887,51	558,09 €	100,68 €	658,77 €	3.228,74 €
23	0,7999 €	4953,77	3.962,46	574,83 €	103,70 €	678,53 €	3.283,93 €
24	0,8219 €	4914,14	4.038,86	592,08 €	106,81 €	698,89 €	3.339,97 €
25	0,8445 €	4874,83	4.116,73	609,84 €	110,02 €	719,86 €	3.396,87 €

Amortización

Amortización	
Inversión inicial en inmovilizado	27.060,84 €
Período de amortización(años)	25
Valor de Amotización	1.082,43 €

Período de recuperación

			Pay-Back
DDI	61.321,96		0,44
ADI	66.022,51		0,41

Servicio de la deuda

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6
Inversión inicial en inmovilizado	27.060,84 €						
Porcentaje que se financia con recursos propios	20%						
Porcentaje que se financia con subvencion a fondo perdido	0%						
Porcentaje que se financia con deuda	80%						
Importe de capital inicial	5.412,17 €						
Importe inicial de la deuda	21.648,67 €						
Plazo de amortización (años)	6						
Principal a amortizar anualmente		3.608,11 €	3.608,11 €	3.608,11 €	3.608,11 €	3.608,11 €	3.608,11 €
Importe de la deuda a final de cada año	21.648,67 €	18.040,56 €	14.432,45 €	10.824,34 €	7.216,22 €	3.608,11 €	- €
Tipo de interés de referencia (Euribor)	3,86%	3,86%	3,86%	3,86%	3,86%	3,86%	3,86%
Margen sobre el euribor	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Tipo de interés de la deuda	4,86%	4,86%	4,86%	4,86%	4,86%	4,86%	4,86%
Interés de la deuda		1.052,99 €	877,49 €	701,99 €	526,50 €	351,00 €	175,50 €
Servicio a la deuda anual		4.661,10 €	4.485,60 €	4.310,11 €	4.134,61 €	3.959,11 €	3.783,61 €

Ratio de cobertura

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6
Flujo de caja disponible para servicio de la deuda		2.249,08 €	2.288,65 €	2.328,86 €	2.369,73 €	2.411,28 €	2.453,49 €
Servicio de la deuda anual		4.661,10 €	4.485,60 €	4.310,11 €	4.134,61 €	3.959,11 €	3.783,61 €
Ratio de cobertura del servicio anual de la deuda (RCSD)		0,48 €	0,51 €	0,54 €	0,57 €	0,61 €	0,65 €

Cuenta de resultados	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12
Ingresos operativos		2.603,20	2.653,39	2.704,55	2.756,69	2.809,84	2.864,02	2.919,23	2.975,52	3.032,88	3.091,36	3.150,96	3.211,71
Gastos operativos		354,12 €	364,75 €	375,69 €	386,96 €	398,57 €	410,52 €	422,84 €	435,52 €	448,59 €	462,05 €	475,91 €	490,19 €
Margen operativo bruto		2.249,08	2.288,65	2.328,86	2.369,73	2.411,28	2.453,49	2.496,39	2.539,99	2.584,29	2.629,31	2.675,05	2.721,52
Amortización inmovilizado		1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €
Amortización principal		3.608,11 €	3.608,11 €	3.608,11 €	3.608,11 €	3.608,11 €	3.608,11 €						
Intereses		1.052,99 €	877,49 €	701,99 €	526,50 €	351,00 €	175,50 €						
Beneficio antes de impuestos (contable)		113,66	328,72	544,43	760,81	977,84	1.195,56	1.413,96	1.457,56	1.501,86	1.546,88	1.592,62	1.639,09
(Tipo impositivo)		18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%
Impuesto sociedades o IRPF		20,46	59,17	98,00	136,94	176,01	215,20	254,51	262,36	270,33	278,44	286,67	295,04
Desgravación fiscal 8% (lineal)		230,04	230,04	230,04	230,04	230,04	230,04	230,04	230,04	230,04	230,04		
BENEFICIO NETO		323,23	499,59	676,47	853,90	1.031,87	1.210,39	1.389,48	1.425,23	1.461,56	1.498,47	1.305,95	1.344,05
Tasa de dto		6%											
FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO DDI	-	27.060,84 €	1.405,67	1.582,02	1.758,90	1.936,33	2.114,30	2.292,83	2.471,92	2.507,67	2.543,99	2.580,91	2.426,49
FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO ADI			1.196,09	1.411,15	1.626,87	1.843,24	2.060,28	2.277,99	2.496,39	2.539,99	2.584,29	2.629,31	2.721,52

Cuenta de resultados	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
Ingresos operativos	3.273,63	3.336,75	3.401,08	3.466,65	3.533,49	3.601,62	3.671,06	3.741,83	3.813,98	3.887,51	3.962,46	4.038,86	4.116,73
Gastos operativos	504,89 €	520,04 €	535,64 €	551,71 €	568,26 €	585,31 €	602,87 €	620,95 €	639,58 €	658,77 €	678,53 €	698,89 €	719,86 €
Margen operativo bruto	2.768,74	2.816,71	2.865,44	2.914,94	2.965,23	3.016,31	3.068,19	3.120,88	3.174,39	3.228,74	3.283,93	3.339,97	3.396,87
Amortización	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.150,18 €
Intereses													
Beneficio antes de impuestos	1.686,31	1.734,27	1.783,01	1.832,51	1.882,80	1.933,87	1.985,75	2.038,45	2.091,96	2.146,31	2.201,49	2.257,53	2.246,69
(Tipo impositivo)	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%
Impuestos	303,54	312,17	320,94	329,85	338,90	348,10	357,44	366,92	376,55	386,33	396,27	406,36	404,40
Desgravación fiscal													
BENEFICIO NETO	1.382,77	1.422,11	1.462,07	1.502,66	1.543,89	1.585,78	1.628,32	1.671,53	1.715,41	1.759,97	1.805,22	1.851,18	1.842,29
Tasa de dto		6%											
FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO	2.465,20	2.504,54	2.544,50	2.585,09	2.626,33	2.668,21	2.710,75	2.753,96	2.797,84	2.842,40	2.887,66	2.933,61	2.992,47
FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO DDI	2.768,74	2.816,71	2.865,44	2.914,94	2.965,23	3.016,31	3.068,19	3.120,88	3.174,39	3.228,74	3.283,93	3.339,97	3.396,87

ESTUDIO ECONOMICO -GRANADA-

GRANADA

Año				Gastos explotación			Margen operativo
	Ingresos/kWh	kWh vendidos	Total ingresos	Operación y mantenimiento	Seguro	Total gastos explotación	
0							
1	0,440381 €	6163	2.714,07	300,00 €	54,12 €	354,12 €	2.359,95 €
2	0,4525 €	6113,696	2.766,40	309,00 €	55,75 €	364,75 €	2.401,65 €
3	0,4649 €	6064,79	2.819,73	318,27 €	57,42 €	375,69 €	2.444,04 €
4	0,4777 €	6016,27	2.874,10	327,82 €	59,14 €	386,96 €	2.487,14 €
5	0,4909 €	5968,14	2.929,51	337,65 €	60,91 €	398,57 €	2.530,94 €
6	0,5044 €	5920,39	2.985,99	347,78 €	62,74 €	410,52 €	2.575,47 €
7	0,5182 €	5873,03	3.043,56	358,22 €	64,62 €	422,84 €	2.620,72 €
8	0,5325 €	5826,05	3.102,24	368,96 €	66,56 €	435,52 €	2.666,71 €
9	0,5471 €	5779,44	3.162,05	380,03 €	68,56 €	448,59 €	2.713,46 €
10	0,5622 €	5733,20	3.223,01	391,43 €	70,62 €	462,05 €	2.760,97 €
11	0,5776 €	5687,34	3.285,15	403,17 €	72,74 €	475,91 €	2.809,24 €
12	0,5935 €	5641,84	3.348,49	415,27 €	74,92 €	490,19 €	2.858,30 €
13	0,6098 €	5596,70	3.413,05	427,73 €	77,16 €	504,89 €	2.908,16 €
14	0,6266 €	5551,93	3.478,85	440,56 €	79,48 €	520,04 €	2.958,81 €
15	0,6438 €	5507,51	3.545,93	453,78 €	81,86 €	535,64 €	3.010,29 €
16	0,6615 €	5463,45	3.614,29	467,39 €	84,32 €	551,71 €	3.062,58 €
17	0,6797 €	5419,75	3.683,98	481,41 €	86,85 €	568,26 €	3.115,71 €
18	0,6984 €	5376,39	3.755,00	495,85 €	89,45 €	585,31 €	3.169,69 €
19	0,7176 €	5333,38	3.827,40	510,73 €	92,14 €	602,87 €	3.224,53 €
20	0,7374 €	5290,71	3.901,19	526,05 €	94,90 €	620,95 €	3.280,24 €
21	0,7576 €	5248,38	3.976,41	541,83 €	97,75 €	639,58 €	3.336,82 €
22	0,7785 €	5206,40	4.053,07	558,09 €	100,68 €	658,77 €	3.394,30 €
23	0,7999 €	5164,75	4.131,22	574,83 €	103,70 €	678,53 €	3.452,68 €
24	0,8219 €	5123,43	4.210,86	592,08 €	106,81 €	698,89 €	3.511,98 €
25	0,8445 €	5082,44	4.292,05	609,84 €	110,02 €	719,86 €	3.572,19 €

Amortización

Amortización	
Inversión inicial en inmovilizado	27.060,84 €
Período de amortización(años)	25
Valor de Amotización	1.082,43 €

Período de recuperación

			Pay-Back
DDI	64.207,21		0,42
ADI	69.541,12		0,39

Servicio de la deuda

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6
Inversión inicial en inmovilizado	27.060,84 €						
Porcentaje que se financia con recursos propios	20%						
Porcentaje que se financia con subvencion a fondo perdido	0%						
Porcentaje que se financia con deuda	80%						
Importe de capital inicial	5.412,17 €						
Importe inicial de la deuda	21.648,67 €						
Plazo de amortización (años)	6						
Principal a amortizar anualmente		3.608,11 €	3.608,11 €	3.608,11 €	3.608,11 €	3.608,11 €	3.608,11 €
Importe de la deuda a final de cada año	21.648,67 €	18.040,56 €	14.432,45 €	10.824,34 €	7.216,22 €	3.608,11 €	- €
Tipo de interés de referencia (Euribor)	3,86%	3,86%	3,86%	3,86%	3,86%	3,86%	3,86%
Margen sobre el euribor	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Tipo de interés de la deuda	4,86%	4,86%	4,86%	4,86%	4,86%	4,86%	4,86%
Interés de la deuda		1.052,99 €	877,49 €	701,99 €	526,50 €	351,00 €	175,50 €
Servicio a la deuda anual		4.661,10 €	4.485,60 €	4.310,11 €	4.134,61 €	3.959,11 €	3.783,61 €

Ratio de cobertura

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6
Flujo de caja disponible para servicio de la deuda		2.359,95 €	2.401,65 €	2.444,04 €	2.487,14 €	2.530,94 €	2.575,47 €
Servicio de la deuda anual		4.661,10 €	4.485,60 €	4.310,11 €	4.134,61 €	3.959,11 €	3.783,61 €
Ratio de cobertura del servicio anual de la deuda (RCSD)		0,51 €	0,54 €	0,57 €	0,60 €	0,64 €	0,68 €

Cuenta de resultados	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12
Ingresos operativos		2.714,07	2.766,40	2.819,73	2.874,10	2.929,51	2.985,99	3.043,56	3.102,24	3.162,05	3.223,01	3.285,15	3.348,49
Gastos operativos		354,12 €	364,75 €	375,69 €	386,96 €	398,57 €	410,52 €	422,84 €	435,52 €	448,59 €	462,05 €	475,91 €	490,19 €
Margen operativo bruto		2.359,95	2.401,65	2.444,04	2.487,14	2.530,94	2.575,47	2.620,72	2.666,71	2.713,46	2.760,97	2.809,24	2.858,30
Amortización inmovilizado		1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €
Amortización principal		3.608,11 €	3.608,11 €	3.608,11 €	3.608,11 €	3.608,11 €	3.608,11 €	3.608,11 €					
Intereses		1.052,99 €	877,49 €	701,99 €	526,50 €	351,00 €	175,50 €						
Beneficio antes de impuestos (contable)		224,52	441,72	659,62	878,21	1.097,51	1.317,53	1.538,29	1.584,28	1.631,03	1.678,53	1.726,81	1.775,87
(Tipo impositivo)		18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%
Impuesto sociedades o IRPF		40,41	79,51	118,73	158,08	197,55	237,16	276,89	285,17	293,58	302,14	310,83	319,66
Desgravación fiscal 8% (lineal)		230,04	230,04	230,04	230,04	230,04	230,04	230,04	230,04	230,04	230,04		
BENEFICIO NETO		414,14	592,25	770,92	950,17	1.129,99	1.310,41	1.491,43	1.529,14	1.567,48	1.606,43	1.415,98	1.456,21
Tasa de dto		6%											
FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO DDI	-	27.060,84 €	1.496,58	1.674,68	1.853,35	2.032,60	2.212,43	2.392,85	2.573,86	2.611,58	2.649,91	2.688,87	2.538,65
FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO ADI			1.306,96	1.524,16	1.742,05	1.960,64	2.179,94	2.399,97	2.620,72	2.666,71	2.713,46	2.760,97	2.858,30

Cuenta de resultados	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
Ingresos operativos	3.413,05	3.478,85	3.545,93	3.614,29	3.683,98	3.755,00	3.827,40	3.901,19	3.976,41	4.053,07	4.131,22	4.210,86	4.292,05
Gastos operativos	504,89 €	520,04 €	535,64 €	551,71 €	568,26 €	585,31 €	602,87 €	620,95 €	639,58 €	658,77 €	678,53 €	698,89 €	719,86 €
Margen operativo bruto	2.908,16	2.958,81	3.010,29	3.062,58	3.115,71	3.169,69	3.224,53	3.280,24	3.336,82	3.394,30	3.452,68	3.511,98	3.572,19
Amortización	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.150,18 €
Intereses													
Beneficio antes de impuestos	1.825,72	1.876,38	1.927,85	1.980,15	2.033,28	2.087,26	2.142,10	2.197,80	2.254,39	2.311,87	2.370,25	2.429,54	2.422,01
(Tipo impositivo)	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%
Impuestos	328,63	337,75	347,01	356,43	365,99	375,71	385,58	395,60	405,79	416,14	426,64	437,32	435,96
Desgravación fiscal													
BENEFICIO NETO	1.497,09	1.538,63	1.580,84	1.623,72	1.667,29	1.711,55	1.756,52	1.802,20	1.848,60	1.895,73	1.943,60	1.992,22	1.986,05
Tasa de dto		6%											
FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO	2.579,53	2.621,07	2.663,27	2.706,16	2.749,72	2.793,99	2.838,95	2.884,63	2.931,03	2.978,17	3.026,04	3.074,66	3.136,23
FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO DDI	2.908,16	2.958,81	3.010,29	3.062,58	3.115,71	3.169,69	3.224,53	3.280,24	3.336,82	3.394,30	3.452,68	3.511,98	3.572,19

ESTUDIO ECONOMICO -ASTURIAS-

ASTURIAS

Año				Gastos explotación			Margen operativo
	Ingresos/kWh	kWh vendidos	Total ingresos	Operación y mantenimiento	Seguro	Total gastos explotación	
0							
1	0,440381 €	4466	1.966,74	300,00 €	54,12 €	354,12 €	1.612,62 €
2	0,4525 €	4430,272	2.004,66	309,00 €	55,75 €	364,75 €	1.639,91 €
3	0,4649 €	4394,83	2.043,31	318,27 €	57,42 €	375,69 €	1.667,62 €
4	0,4777 €	4359,67	2.082,71	327,82 €	59,14 €	386,96 €	1.695,75 €
5	0,4909 €	4324,79	2.122,86	337,65 €	60,91 €	398,57 €	1.724,29 €
6	0,5044 €	4290,20	2.163,79	347,78 €	62,74 €	410,52 €	1.753,26 €
7	0,5182 €	4255,87	2.205,51	358,22 €	64,62 €	422,84 €	1.782,67 €
8	0,5325 €	4221,83	2.248,03	368,96 €	66,56 €	435,52 €	1.812,50 €
9	0,5471 €	4188,05	2.291,37	380,03 €	68,56 €	448,59 €	1.842,78 €
10	0,5622 €	4154,55	2.335,55	391,43 €	70,62 €	462,05 €	1.873,50 €
11	0,5776 €	4121,31	2.380,58	403,17 €	72,74 €	475,91 €	1.904,67 €
12	0,5935 €	4088,34	2.426,48	415,27 €	74,92 €	490,19 €	1.936,29 €
13	0,6098 €	4055,63	2.473,26	427,73 €	77,16 €	504,89 €	1.968,36 €
14	0,6266 €	4023,19	2.520,94	440,56 €	79,48 €	520,04 €	2.000,90 €
15	0,6438 €	3991,00	2.569,55	453,78 €	81,86 €	535,64 €	2.033,90 €
16	0,6615 €	3959,08	2.619,09	467,39 €	84,32 €	551,71 €	2.067,38 €
17	0,6797 €	3927,40	2.669,58	481,41 €	86,85 €	568,26 €	2.101,32 €
18	0,6984 €	3895,98	2.721,05	495,85 €	89,45 €	585,31 €	2.135,74 €
19	0,7176 €	3864,82	2.773,51	510,73 €	92,14 €	602,87 €	2.170,65 €
20	0,7374 €	3833,90	2.826,99	526,05 €	94,90 €	620,95 €	2.206,03 €
21	0,7576 €	3803,23	2.881,49	541,83 €	97,75 €	639,58 €	2.241,91 €
22	0,7785 €	3772,80	2.937,05	558,09 €	100,68 €	658,77 €	2.278,28 €
23	0,7999 €	3742,62	2.993,67	574,83 €	103,70 €	678,53 €	2.315,14 €
24	0,8219 €	3712,68	3.051,39	592,08 €	106,81 €	698,89 €	2.352,50 €
25	0,8445 €	3682,98	3.110,22	609,84 €	110,02 €	719,86 €	2.390,37 €

Amortización

Amortización	
Inversión inicial en inmovilizado	27.060,84 €
Período de amortización(años)	25
Valor de Amortización	1.082,43 €

Período de recuperación

			Pay-Back
DDI	44.758,25		0,61
ADI	45.822,88		0,59

Servicio de la deuda

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6
Inversión inicial en inmovilizado	27.060,84 €						
Porcentaje que se financia con recursos propios	20%						
Porcentaje que se financia con subvención a fondo perdido	0%						
Porcentaje que se financia con deuda	80%						
Importe de capital inicial	5.412,17 €						
Importe inicial de la deuda	21.648,67 €						
Plazo de amortización (años)	6						
Principal a amortizar anualmente		3.608,11 €	3.608,11 €	3.608,11 €	3.608,11 €	3.608,11 €	3.608,11 €
Importe de la deuda a final de cada año	21.648,67 €	18.040,56 €	14.432,45 €	10.824,34 €	7.216,22 €	3.608,11 €	- €
Tipo de interés de referencia (Euribor)	3,86%	3,86%	3,86%	3,86%	3,86%	3,86%	3,86%
Margen sobre el euribor	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Tipo de interés de la deuda	4,86%	4,86%	4,86%	4,86%	4,86%	4,86%	4,86%
Interés de la deuda		1.052,99 €	877,49 €	701,99 €	526,50 €	351,00 €	175,50 €
Servicio a la deuda anual		4.661,10 €	4.485,60 €	4.310,11 €	4.134,61 €	3.959,11 €	3.783,61 €

Ratio de cobertura

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6
Flujo de caja disponible para servicio de la deuda		1.612,62 €	1.639,91 €	1.667,62 €	1.695,75 €	1.724,29 €	1.753,26 €
Servicio de la deuda anual		4.661,10 €	4.485,60 €	4.310,11 €	4.134,61 €	3.959,11 €	3.783,61 €
Ratio de cobertura del servicio anual de la deuda (RCSD)		0,35 €	0,37 €	0,39 €	0,41 €	0,44 €	0,46 €

Cuenta de resultados	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12
Ingresos operativos		1.966,74	2.004,66	2.043,31	2.082,71	2.122,86	2.163,79	2.205,51	2.248,03	2.291,37	2.335,55	2.380,58	2.426,48
Gastos operativos		354,12 €	364,75 €	375,69 €	386,96 €	398,57 €	410,52 €	422,84 €	435,52 €	448,59 €	462,05 €	475,91 €	490,19 €
Margen operativo bruto		1.612,62	1.639,91	1.667,62	1.695,75	1.724,29	1.753,26	1.782,67	1.812,50	1.842,78	1.873,50	1.904,67	1.936,29
Amortización inmovilizado		1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €
Amortización principal		3.608,11 €	3.608,11 €	3.608,11 €	3.608,11 €	3.608,11 €	3.608,11 €						
Intereses		1.052,99 €	877,49 €	701,99 €	526,50 €	351,00 €	175,50 €						
Beneficio antes de impuestos (contable)	-	522,81	320,01	116,81	86,82	290,86	495,33	700,23	730,07	760,35	791,07	822,23	853,85
(Tipo impositivo)	18%												
Impuesto sociedades o IRPF	-	94,10	57,60	21,02	15,63	52,36	89,16	126,04	131,41	136,86	142,39	148,00	153,69
Desgravación fiscal 8% (lineal)		230,04	230,04	230,04	230,04	230,04	230,04	230,04	230,04	230,04	230,04		
BENEFICIO NETO	-	198,67	32,37	134,25	301,23	468,54	636,21	804,23	828,69	853,52	878,71	674,23	700,16
Tasa de dto	6%												
FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO DDI	-	27.060,84 €	883,77	1.050,06	1.216,69	1.383,66	1.550,98	1.718,64	1.886,66	1.911,13	1.935,95	1.961,14	1.782,59
FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO ADI			559,63	762,42	965,63	1.169,25	1.373,30	1.577,77	1.782,67	1.812,50	1.842,78	1.873,50	1.936,29

Cuenta de resultados	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
Ingresos operativos	2.473,26	2.520,94	2.569,55	2.619,09	2.669,58	2.721,05	2.773,51	2.826,99	2.881,49	2.937,05	2.993,67	3.051,39	3.110,22
Gastos operativos	504,89 €	520,04 €	535,64 €	551,71 €	568,26 €	585,31 €	602,87 €	620,95 €	639,58 €	658,77 €	678,53 €	698,89 €	719,86 €
Margen operativo bruto	1.968,36	2.000,90	2.033,90	2.067,38	2.101,32	2.135,74	2.170,65	2.206,03	2.241,91	2.278,28	2.315,14	2.352,50	2.390,37
Amortización	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.082,43 €	1.150,18 €
Intereses													
Beneficio antes de impuestos	885,93	918,47	951,47	984,94	1.018,89	1.053,31	1.088,21	1.123,60	1.159,47	1.195,84	1.232,71	1.270,07	1.240,19
(Tipo impositivo)	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%
Impuestos	159,47	165,32	171,26	177,29	183,40	189,60	195,88	202,25	208,71	215,25	221,89	228,61	223,23
Desgravación fiscal													
BENEFICIO NETO	726,46	753,14	780,21	807,65	835,49	863,71	892,33	921,35	950,77	980,59	1.010,82	1.041,46	1.016,95
Tasa de dto	6%												
FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO	1.808,90	1.835,58	1.862,64	1.890,09	1.917,92	1.946,15	1.974,77	2.003,78	2.033,20	2.063,02	2.093,25	2.123,89	2.167,13
FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO DDI	1.968,36	2.000,90	2.033,90	2.067,38	2.101,32	2.135,74	2.170,65	2.206,03	2.241,91	2.278,28	2.315,14	2.352,50	2.390,37

Conclusiones

1. Conclusiones del proyecto

Este proyecto realiza un estudio comparativo de tres regiones. Situada una misma instalación solar fotovoltaica, se estima la radiación incidente y la consiguiente energía generada, y se establece un sistema económico para el estudio de la viabilidad de las mismas.

Para la realización de los cálculos técnicos, las bases más importantes han sido saber que la cubierta era plana, para determinar la separación de los módulos y evitar sombras, y establecer una potencia pico superior a la nominal que nos ofrece el inversor, para hacer que se trabaje siempre en el punto de máxima potencia. Para el cálculo de la instalación eléctrica, había que tener en cuenta la normativa vigente.

Para el estudio solar, elegir unas localidades dispares para un buen análisis era el punto de partida. Desde ahí, con un programa que nos ofrezca datos de radiación y teniendo en cuenta las fórmulas teóricas, se deduce la energía producida por cada sistema. Saber que los Sistemas FV no consiguen alcanzar el 100% de rendimiento. La energía inyectada a la red es siempre inferior a la energía solar incidente debido a las pérdidas energéticas, ya que hay varios factores que actúan en contra, desde las pérdidas por polvo y suciedad en las placas solares, sombras, rendimiento de los elementos de la instalación.

De lo analizado para la radiación solar, se demuestra que la población con mayor índice de irradiación solar y mayor número de horas solares es Granada.

Actualmente el RD 1578/2008 establece unas tarifas reguladas basadas en unos cupos de potencia anuales. Puesto que este proyecto no tiene en cuenta los trámites administrativos, y no se sabría que tarifa le sería asignada, se ha tomado de referencia la estipulada en el RD 661/2007, con un valor de 0.440381€/kWh.

Partiendo de este dato, se han obtenido unos ingresos sobre los que se aplicarán las bases de partida del estudio: gastos de explotación, una financiación del 80% a 6 años...

Y sobre el margen operativo anual se ha realizado el estudio financiero: VAN, TIR y PAY-BACK.

De los resultados obtenidos se llega a las siguientes conclusiones:

Madrid:

Se ha comprobado que la instalación en Madrid resulta viable, con un valor del VAN positivo. El caso más desfavorable de la tasa de rentabilidad (TIR después de impuestos) con un valor igual a 'k' (tasa de descuento) del 7% , se traduce en una instalación rentable.

Granada:

El valor del VAN es mayor que en el caso de Madrid, en concreto los resultados establecen un VAN de 5.346,37€ con lo que el proyecto es viable. El TIR se sitúa por encima de la tasa de descuento, con un valor del 8%.

Asturias:

El valor del VAN es negativo para ambos casos (ADI y DDI) y el TIR menor que 'k'. El proyecto no es viable.

En todos los casos, el **ratio de cobertura** se comprueba que es mayor que cero, lo que demuestra que el propietario sí podría hacer frente al servicio de la deuda. Se debe tener en cuenta también, que al asumir el pago de un préstamo, el período de recuperación aumenta y es por eso que Asturias, aún siendo capaz de afrontar la deuda, no consigue un período de recuperación que haga válida y rentable la instalación FV.

Atendiendo a los resultados obtenidos queda comprobado que Granada resulta el mejor escenario para la colocación de una planta solar fotovoltaica. Esto no significa que para instalaciones de mayor potencia, con uso de seguidores o aportando un mayor capital inicial, no resulte viable la realización de una instalación solar en Asturias, pero con las condiciones dadas, quedaría desestimada.

Este proyecto se realiza en un momento en el que el mercado actual intenta fomentar el uso de las Energías Renovables:

- Con el nuevo Código Técnico de la Edificación y las nuevas tarifas se intenta potenciar la incorporación de la tecnología a la edificación, frente a las instalaciones en suelo rural ("huertos solares").
- La tarifa del nuevo Real Decreto 1578/2008 busca una regularización del mercado fotovoltaico. El contexto de precios referidos al polisilicio -materia prima básica del sector para la fabricación de módulos solares- ha cambiado, lo que a su vez conlleva una reducción en los presupuestos (coste €/kWp) y facilita el crecimiento progresivo y ordenado de las instalaciones solares fotovoltaicas.

Memoria de Cálculos

Dimensionado del generador F.V e Inversor

El número de placas necesarias en la instalación se determina mediante la potencia de pico que nos ofrecen éstas.

Si la potencia a instalar es de 5 kWp, necesitaremos tantas placas hasta alcanzarla. En este caso, al utilizar placas de 165 Wp:

Colocaremos un total de 32 lacas.

DATOS TECNICOS		
Módulo F.V	Potencia Wp	165 Wp +5% / -0%
	Voc	30.4V
	Isc	7.36 A
	Vmpp	24.2V
	Impp	6.83 A
	N células en serie	8
	N células en paralelo	6
Valores de entrada del inversor	Pmáxima de C.C	5300
	Tensión máxima	750 V
	Rango de tensiones	125-750V
	Corriente máxima	2x11 A
Valores de salida del inversor	P máxima	5000W
	P nominal	4600W
	Rendimiento	96.2%

La potencia de pico dada por los paneles será de $165 \text{ Wp} \cdot 32 = 5280$
 A la salida del inversor obtenemos una P nominal de 4600W.
 Por lo tanto se comprueba que la Potencia de pico es superior al 10% de la Potencia nominal.
 Para el cálculo del número de paneles en serie y en paralelo a utilizar, se deben tener en cuenta las características tanto de cada módulo solar, como de los parámetros de entrada del inversor.

La suma de las tensiones del total de módulos en serie no debe salirse del rango de tensión de entrada del inversor. La tensión que utilizaremos para este cálculo será la Vmin, que se da en el caso más desfavorable, es decir a la temperatura mínima:

$$V_{\text{mint}} = V_{\text{oc}} - N_s \times (T_{\text{voc}} \times (T_{\text{cn}} - T_{\text{min}}))$$

V_{mint} = Tensión a mínima temperatura

V_{oc} = Tensión a circuito abierto x N_s

N_s = nº placas en serie

T_{voc} = coeficiente de temperatura sobre tensión a circuito abierto ($V/^{\circ}C$)

T_{cn} = Temperatura a condiciones normales

T_{min} = Temperatura mínima de trabajo

$$V_{mint} (-10^{\circ}C) = (30.4 \times 16) - 16 \times (-0.346 \times (25 - (-10))) = 680.16V$$

El número de paneles en serie será de 16. La tensión de entrada máxima del inversor es de 750V.

Puesto que se trata de un inversor multistring, colocaremos dos ramas paralelas de 16 módulos solares.

Para calcular las ramas en paralelo debemos tener en cuenta la máxima corriente de entrada al inversor. La corriente máxima de entrada al inversor es de 22 A. El inversor soporta 11 A por cada string de entrada.

$$I_{max} \times \text{n}^{\circ} \text{ de ramas en paralelo} = 7.36 \times 2 = 14.72$$

Cálculo de la separación mínima entre paneles

El cálculo se realiza según las especificaciones dadas en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica Conectada a Red, Anexo III, apartado 5.

Se trata de evitar las sombras que puedan arrojar unos paneles sobre otros.

La distancia mínima entre filas de módulos viene dada por la ecuación:

$$d = h / \tan(61^{\circ} - \text{latitud})$$

Se establece que la distancia d , medida sobre la horizontal, entre unas filas de módulos obstáculo, de altura h , que pueda producir sombras sobre la instalación deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno.

Esta distancia debe ser superior al valor d obtenido en la fórmula.

$$h = \sin 30^{\circ} \cdot 1.358 = 0.679$$

Sustituimos este valor en la ecuación y obtenemos para cada latitud, la siguiente separación entre paneles:

$$d_{\text{Madrid}} = 1.81 \text{ m}$$

$$d_{\text{Granada}} = 1.54 \text{ m}$$

$$d_{\text{Asturias}} = 2.16 \text{ m}$$

La latitud, expresada en forma decimal, de nuestra ubicación es de 40.45 (Madrid), 37.18 (Granada) y 43.55 (Asturias (Gijón)).

Cálculo del rendimiento del módulo solar

Las características eléctricas del generador fotovoltaico se definen como sus valores máximos en Condiciones Estándar de Medida (CEM).

Se ha proyectado una instalación de 16 paneles solares formando una rama de entrada a cada uno de los inversores. Sumando un total de 32 módulos solares.

La superficie de los paneles será de $32 \times 1580 \times 800 = 40.4 \text{ m}^2$

La potencia de pico de un panel fotovoltaico se define como la potencia máxima de este en CEM.

La potencia de pico dada por el fabricante es de 165Wp.

Por lo tanto, la potencia pico del campo de paneles es la suma de las potencias pico de los paneles. Contamos con 32 paneles de 165 Wp:

$$32 \times 165 + 5\% = 5280 + 5\% \text{ Wp}$$

La tensión en CEM es de $16 \times 24.2 = 387.2 \text{ V}$.

Y la intensidad 6.83 A.

A partir de la potencia de pico del panel y de sus dimensiones, el rendimiento de cada módulo se calcula:

$$\text{Rendimiento} = 165 \text{ Wp} / (1000 \text{ W/m}^2 \times 1.58 \times 0.8) = 13\%$$

Cálculo de la sección de cableado de la instalación

Para el cálculo del cable eléctrico se empleará el criterio de caída de tensión para limitar la misma a un 1,5% según la norma ITC-BT-40, punto 5 del Reglamento electrotécnico de Baja Tensión y además se utilizará el criterio térmico que limita la intensidad máxima admisible por el cable.

Se aplicará además lo establecido en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDEA PCT-BT Rev. Octubre 2002, que en su punto 5.5.2 indica que “Los conductores serán de cobre y tendrás la sección adecuada para evitar caídas de tensión calentamientos. Concretamente para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte de CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior al 1,5% y los de la parte de CA para que la caída de tensión sea inferior al 2%, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a las cajas de conexiones”.

Los cables de conexión estarán dimensionados para una intensidad de 125% de la máxima intensidad de línea.

El generador fotovoltaico está compuesto de 2 ramas en paralelo cada una de ellas con 16 módulos en serie, con un total de 5,28 kWp. Ambas ramas conducen a un mismo inversor.

Se tendrán en cuenta los siguientes datos de partida:

Datos técnicos	Valores
Potencia total de la instalación	5280 Wp
V _{mpp} panel solar	24.2 V
V _{oc} panel solar	30.4 V
V _{min}	680.16 V
I _{mpp} panel solar	6.83 A
I _{sc} panel solar	7.36 A
Número de módulos en serie	16
Número de ramas en paralelo	2

Criterio de caída de tensión

Para el cálculo de la caída de tensión se va a considerar la mínima tensión que se tiene en bornas de cada serie que corresponde con la máxima intensidad, muy próxima a la corriente de cortocircuito.

CALCULO DE LA POTENCIA

$$P = V \cdot I \cdot \cos \varphi ; \text{ corriente alterna monofásica o continua } (\cos \varphi = 1)$$

CALCULO DE LA SECCION

$$S = \frac{2 \cdot \rho \cdot P \cdot L}{e \cdot V} ; \text{ corriente alterna monofásica o continua } (\cos \varphi = 1)$$

Donde:

S: Sección calculada (mm²)

ρ : Resistividad del conductor a la temperatura de servicio (Om \cdot mm²/m)

P: Potencia activa (w)

L: Longitud de la línea (m)

e: Caída de tensión máxima admisible (V)

V: Tensión nominal de la línea (V)

La resistividad tendrá un valor de:

$$\rho_{\text{cu}(20^\circ)} = 0.018 \, \Omega \text{mm}^2/\text{m}$$

$$\rho_{cu(40^\circ)} = 0.019 \, \Omega \text{mm}^2/\text{m}$$

$$\rho_{cu(70^\circ)} = 0.021 \, \Omega \text{mm}^2/\text{m}$$

$$\rho_{cu(90^\circ)} = 0.023 \, \Omega \text{mm}^2/\text{m}$$

La relación entre la caída de tensión absoluta y la porcentual es la siguiente:

$$e(\%) = \frac{e \cdot 100}{V}$$

Por otro lado, para la comprobación del amperaje se ha utilizado la siguiente fórmula:

$$I = \frac{P}{V}$$

Tramo de continua- Generador FV- Inversor

Para este caso la sección debe garantizar que la caída de tensión sea inferior al 1.5% con referencia a los inversores.

DATOS	
$\rho_{cu(70^\circ)} (\, \Omega \text{mm}^2/\text{m})$	0.021
$\cos\phi$	1
Voltaje (V)	387.2
e (V)	5.808
Potencia (Wp)	5280
Distancia (m)	20
Corriente (A)	13.6
Sección (mm ²)	1.972
Sección normalizada (mm ²)	4

Tramo de alterna:

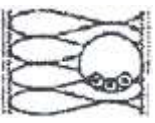
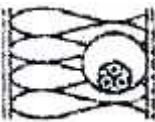




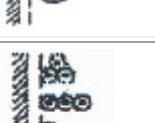

La sección debe garantizar que la caída de tensión sea inferior al 2% en la parte de A.C.

DATOS	
$\rho_{cu(70^\circ)} (\, \Omega \text{mm}^2/\text{m})$	0.021
$\cos\phi$	1
Voltaje (V)	230
e (V)	4.6
Potencia (Wp)	5000
Distancia (m)	50
Corriente (A)	21.73
Sección (mm ²)	9.9
Sección normalizada (mm ²)	16

Se comprueba que tanto para el tramo de continua como para el tramo de alterna, las secciones calculadas cumplen con la ITC-BT-19.

La corriente máxima que pasa por los conductores es admisible para esas secciones, tal como se especifica en la Tabla 1, de dicha norma.

Tabla 1. Intensidades admisibles (A) al aire 40° C. Nº de conductores con carga y naturaleza del aislamiento

A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes.	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
B		Conductores aislados en tubos en montaje superficial o empotrados en obra.				3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
B2		Cables multiconductores en tubos en montaje superficial y empotrados en obra.			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR		2x XLPE o EPR			
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared					3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
E		Cables multiconductores al aire libre. Distancia a la pared no inferior a 0,3D						3x PVC		2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR	
F		Cables unipolares en contacto mutuo. Distancia a la pared no inferior a D.							3x PVC			3x XLPE o EPR	
G		Cables unipolares separados mínimo D.									3x PVC		3x XLPE o EPR
		mm²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Cobre		1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-
		2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-
		4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
		6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
		10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
		16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
		25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
		35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	205
		50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250

70	149	160	171	188	202	224	244	321
95	180	194	207	230	245	271	296	391
120	208	225	240	267	284	314	348	455
150	236	260	278	310	338	363	404	525
185	268	297	317	354	386	415	464	601
240	315	350	374	419	455	490	552	711
300	360	404	423	484	524	565	640	821

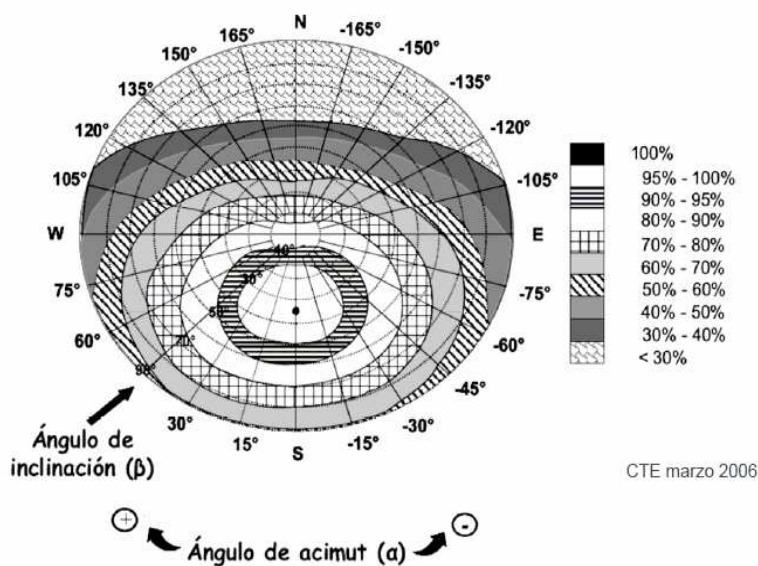
1. A partir de 25 mm^2 de sección.
2. Incluyendo canales para instalaciones -canaletas- y conductos de sección no circular.
3. O en bandeja no perforada.
4. O en bandeja perforada.
5. D es el diámetro del cable.

Evaluación pérdidas por orientación

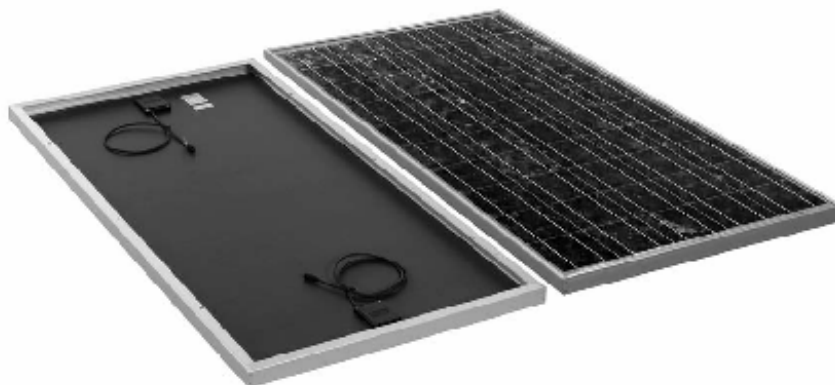
Según el Pliego de Condiciones Técnicas, se ha de evaluar si la orientación e inclinación de los captadores solares se encuentra dentro de los límites permitidos para una instalación fotovoltaica.

En el caso de este proyecto se han sentado como bases, que la instalación se encuentra orientada al Sur con una desviación de 0° (acimut=0) y una inclinación en la estructura de 30° ($\beta=30^\circ$).

En el gráfico siguiente se utiliza para el cálculo de pérdidas por sombras, así por ejemplo para una instalación de 30° (β) de inclinación, el rendimiento está en torno al 95-100%. La orientación Óptima es el Sur Geográfico, pero como se puede observar cierta desviación hacia el Este u Oeste, apenas afecta.



ANEXO DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS



Referencia: 231 471
Denominación: S 165-SP

Módulo
Tipo de módulo: Módulo estándar
Marcos: Aluminio anodizado plata (similar a RAL 7035, gris claro)
1580 x 800 mm
Dimensiones (A x L): 46 mm
Altura del marco: 11,5 mm
Altura de la caja de conexiones: 15,5 mm
Peso: 50 células (10 x 5)
Disposición: En serie
Conexión de las células:

Célula
Tipo de célula: Policristalina
Color de la célula: azul (azul claro)
Dimensiones: 150 x 150 mm
Líneas de conexión: horizontales

Características eléctricas (STC: 1000 W/m²; 25°C; AM 1,5)
Potencia (P_{max}): P_{max} 165 Wp
Tolerancia de potencia: -0/+ 5 %
Tensión (P_{max}): U_{MPP} 24,2 V
Intensidad (P_{max}): I_{MPP} 6,83 A
Tensión circuito abierto: U_{oc} 30,4 V
Intensidad de cortocircuito: I_{sc} 7,36 A
Máx. tensión del sistema (Clase II): 780 V
Coef. de temperatura para P_{MPP}: α -0,478 %/°C
Coef. de temperatura para U_{oc}: γ -0,346 %/°C
Temperatura de célula según NOCT: 46,2 °C

Confección del módulo
Vidrio delantero: 3,2 mm vidrio templado
Espacio de la célula: EVA con células solares
Parte posterior: Lámina PVF-PET-PVF

Conexión
2 cajas de conexión con diodos de derivación y cables de 0,8/1,25 m de 4 mm², con conectores multicontact MC-T3.

Unidad de venta 2 unidades

S 165-SP

Gracias a una investigación intensiva, un desarrollo continuo del proceso de fabricación y un nuevo acabado altamente automatizado, los módulos policristalinos de SCHÜCO de última generación alcanzan un excelente estándar de calidad y alto rendimiento. Las células de alto rendimiento con la medida estándar de 150 x 150 mm alcanzan un 15%, y son la garantía para una alta producción de energía a lo largo del año.

Para la protección contra las condiciones climatológicas más extremas, las células se colocan entre un vidrio templado y una masa fundida de EVA, y en la parte posterior se sella con una lámina de PVF-PET-PVF.

Para mejorar todavía más el medio ambiente, los módulos de Schüco utilizan la última tecnología en soldadura sin plomo entre células, lo que ahorra 47 gramos de plomo en cada módulo.

La potencia de los módulos nunca está por debajo de los 165 Wp, y puede ser hasta un 5% más elevada.

El laminado se encuadra en un marco estable de aluminio que facilita el montaje.

Características de calidad

- Garantía de rendimiento: 25 años: 80% de la P_{MPP}
12 años: 90% de la P_{MPP}
- Se realiza un control final al 100% de los módulos, midiendo las características eléctricas de cada uno.
- Los módulos solares cumplen todas las pruebas y ensayos internacionales, en especial la normativa siguiente:
- JIS, estándar de la Industria japonesa.
- IEC 61215, International Electrotechnical Commission, estándar internacional (en tramitación)
- DIN VDE Clase de protección II (en tramitación)
- Caja de conexiones con diodo de derivación.
- Precableado con conexiones multicontact MC-T3.

Óptimamente posicionado en cada situación – Schüco PV-Light en cubierta plana

Para el montaje en tejado plano se disponen todos los módulos fotovoltaicos sobre una estructura estable de perfiles Schüco en un ángulo de inclinación de 30° de óptimo rendimiento respecto al sol y su trayectoria anual. Los módulos se atomillan al ángulo para cubierta plana mediante los acreditados soportes de sujeción y los tornillos del sistema. Dependiendo de la estética del tejado, el sistema de montaje en tejado plano PV-Light se puede atomillar bien directamente al cuerpo de obra o bien asegurarlo mediante la fijación de elementos de carga*. Las fuerzas transversales que debe soportar el sistema, p. e. mediante cargas laterales debidas al viento, se amortiguan mediante cruces de seguridad montadas en el lado posterior. La construcción y la selección del material garantizan la máxima seguridad contra daños meteorológicos (p. e. cargas debidas al viento, a tormentas o a la nieve). Las sencillas instrucciones de montaje, claramente dispuestas, comprenden todas las distancias necesarias y directrices de montaje, a fin de garantizar una disposición de óptimo

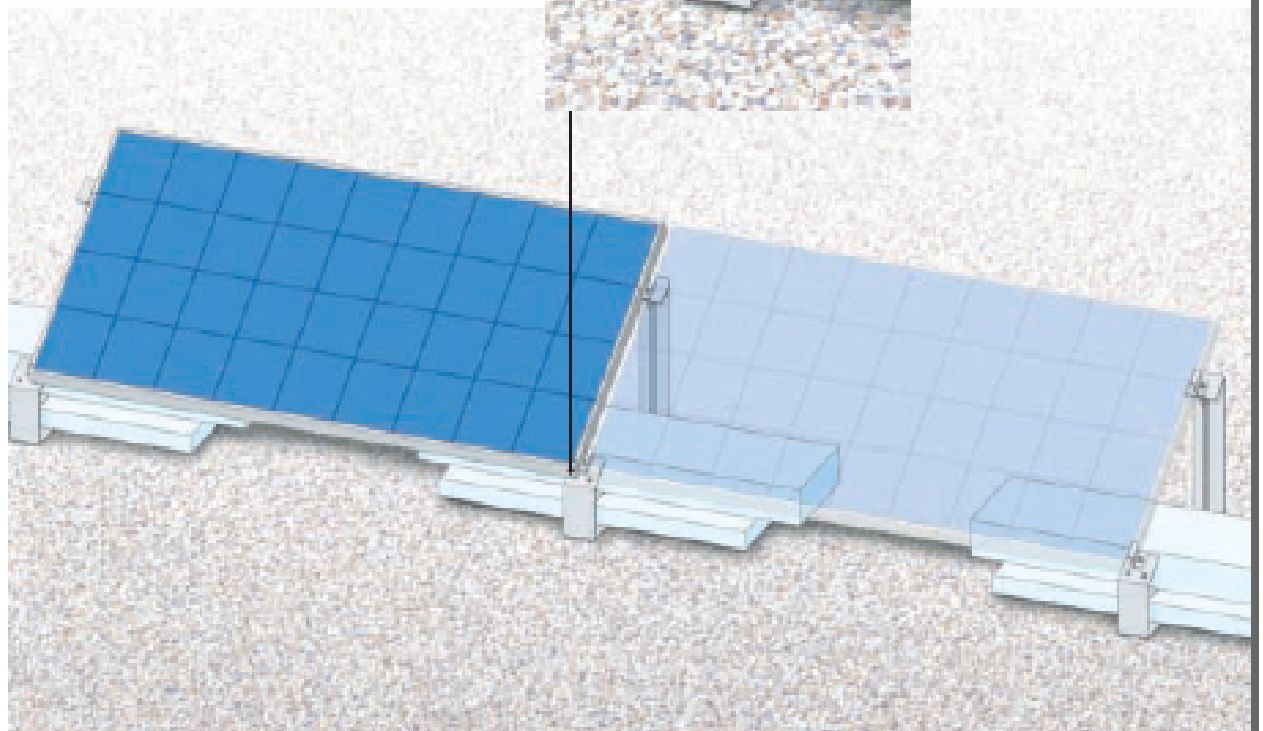
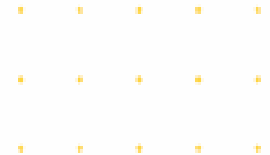
rendimiento según el lugar y evitar sombreados con varias filas de montaje.

- Construcción de perfiles para la disposición en un ángulo de inclinación de óptimo rendimiento
- Máxima seguridad contra daños causados por el viento o fenómenos meteorológicos
- Fácil fijación al cuerpo del tejado o con inserción de contrapesos
- Disponible para distintos tamaños de módulos

Tipo 1: 537 – 800 mm

Tipo 2: 800 – 1000 mm

* Piedras de bordillos usuales con las dimensiones 1000 x 250 x 80 mm



Sunny Boy Multi-String

SB 4200TL HC, SB 5000TL HC, SB 5000TL



Geeignet für unterschiedliche Strings durch separates MPP-Tracking

Optimaler Wechselrichter für 6" und 6"+ Zellen

Flexibel einsetzbar

Transformatorlos mit integriertem allstromsensitiven Fehlerstrom-Schutzschalter

SMA grid guard® 2:
Automatische Netzfreischnittstelle nach DIN VDE 0126-1-1

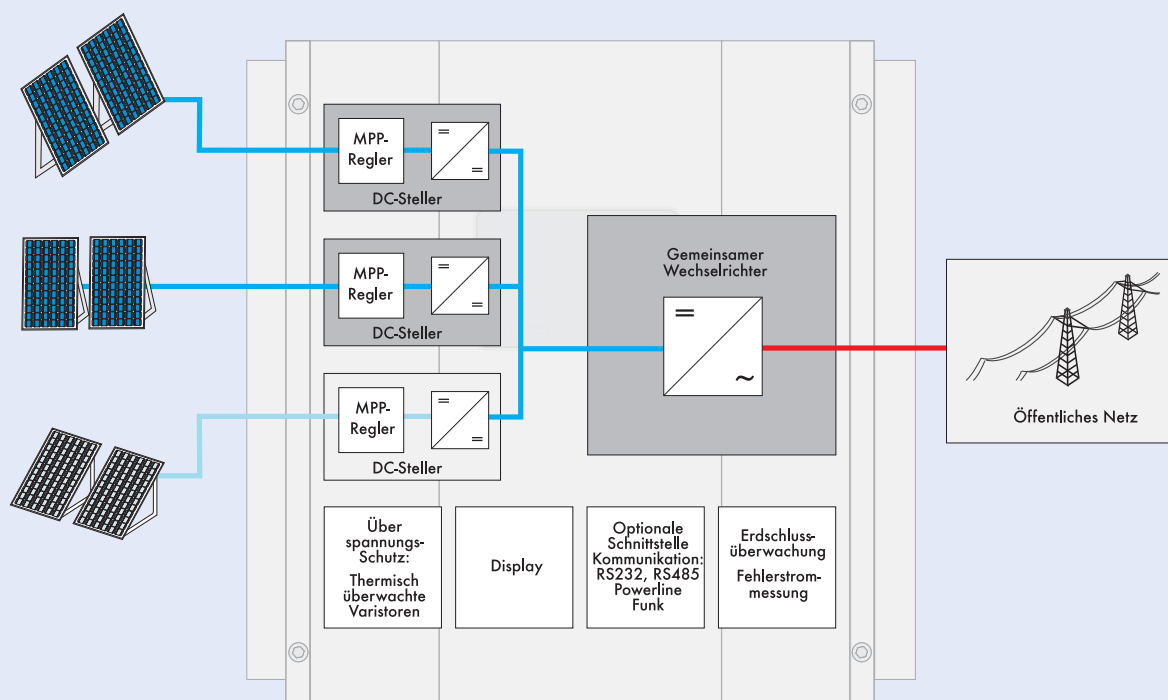
Erweiterter Temperaturbereich
-25 °C bis +60 °C

Für Außen- und Innenmontage

5 Jahre SMA Garantie

Mit Multi-String Wechselrichtern von SMA haben Sie die freie Wahl: Anlagen mit unterschiedlichen Dachausrichtungen oder Modultypen erreichen den höchsten Ertrag. Die einzelnen String-Anschlüsse des Multi-Strings sind mit einem separaten MPP-Tracker ausgestattet, die HC Versionen des Multi-Strings erlauben den Einsatz aller aktuellen Zelltechnologien wie 6" und 6"+ Zellen. Freie Wahl der Modultypen, höchste Wirkungsgrade von mehr als 96 % durch ein transformatorloses Schaltungskonzept und ein umfangreiches Überwachungskonzept machen den Multi-String zur ersten Wahl bei Ihrer Anlage.





Schematische Darstellung vom Sunny Boy Multi-String mit unterschiedlichen PV-Strings

Technische Daten

Eingangsgrößen

Empfohlene max. PV-Leistung (P_{PV})
 Max. DC-Leistung ($P_{DC, max}$)
 Max. DC-Spannung ($U_{DC, max}$)
 PV-Spannungsbereich, MPPT (U_{PV})
 Max. Eingangsstrom ($I_{PV, max}$)
 DC-Spannungsrippel (U_{SS})
 Max. Stringanzahl
 DC-Trenneinrichtung
 Thermisch überwachte Varistoren
 Erdschlussüberwachung
 Verpolungsschutz

Ausgangsgrößen

Max. AC-Leistung ($P_{AC, max}$)
 AC-Nennleistung ($P_{AC, Nenn}$)
 Klirrfaktor des Netzstromes
 Arbeitsbereich Netzspannung (U_{AC})
 programmierbar von
 Netzfrequenz (f_{AC})
 programmierbar von
 Phasenverschiebungswinkel ($\cos \phi$)
 Kurzschlussfestigkeit
 Netzanschluss

Wirkungsgrad

Max. Wirkungsgrad
 Euro-eta

Schutzart

nach DIN EN 60529

Mechanische Größen

Breite / Höhe / Tiefe in mm
 Gewicht

SB 4200TL HC Multi-String

4900 Wp
 4400 W
 750 V
 125 V – 750 V
 2 x 11 A
 < 10 %
 2
 Steckverbinder
 ja
 ja
 Kurzschlussdiode

4200 W
 4000 W
 < 4 %
 198 V – 253 V
 180 V – 265 V
 47,5 Hz – 50,2 Hz
 45,5 Hz – 54,5 Hz
 1
 ja, Stromregelung
 AC-Klemme

96,2 %
 95,4 %

IP65

470 / 490 / 225
 ca. 31 kg

SB 5000TL HC Multi-String

6000 Wp
 5300 W
 750 V
 125 V – 750 V
 2 x 11 A
 < 10 %
 2
 Steckverbinder
 ja
 ja
 Kurzschlussdiode

5000 W
 4600 W
 < 4 %
 198 V – 253 V *)
 180 V – 265 V
 47,5 Hz *) – 50,2 Hz
 45,5 Hz – 54,5 Hz
 1
 ja, Stromregelung
 AC-Klemme

96,2 %
 95,5 %

IP65

470 / 490 / 225
 ca. 31 kg

SB 5000TL Multi-String

6000 Wp
 5300 W
 750 V
 125 V – 750 V
 3 x 7,5 A
 < 10 %
 3
 Steckverbinder
 ja
 ja
 Kurzschlussdiode

5000 W
 4600 W
 < 4 %
 198 V – 253 V *)
 180 V – 265 V
 47,5 Hz *) – 50,2 Hz
 45,5 Hz – 54,5 Hz
 1
 ja, Stromregelung
 AC-Klemme

95,5 %
 94,5 %

IP65

470 / 490 / 225
 ca. 31 kg

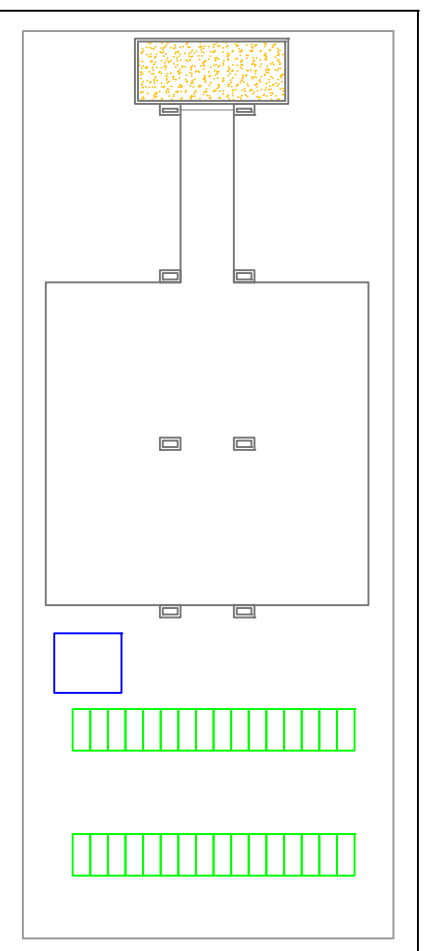
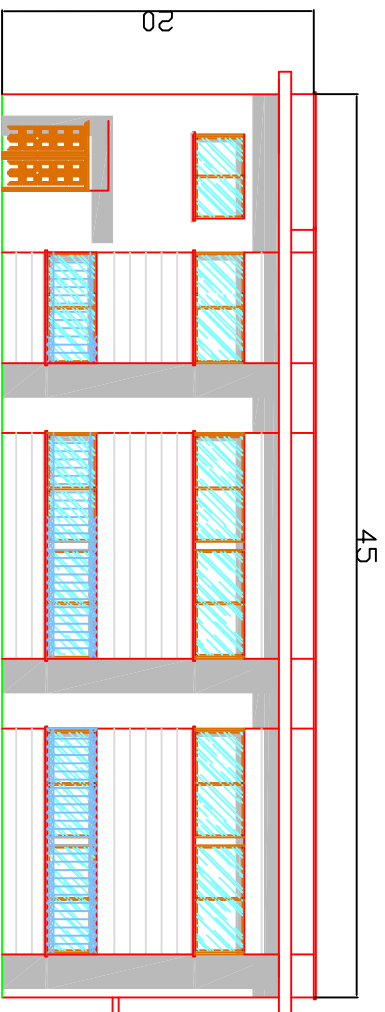
* gültig für Ausführungen nach DIN VDE 0126-1-1


www.SMA.de
 Freecall 0800 SUNNYBOY
 Freecall 0800 78669269

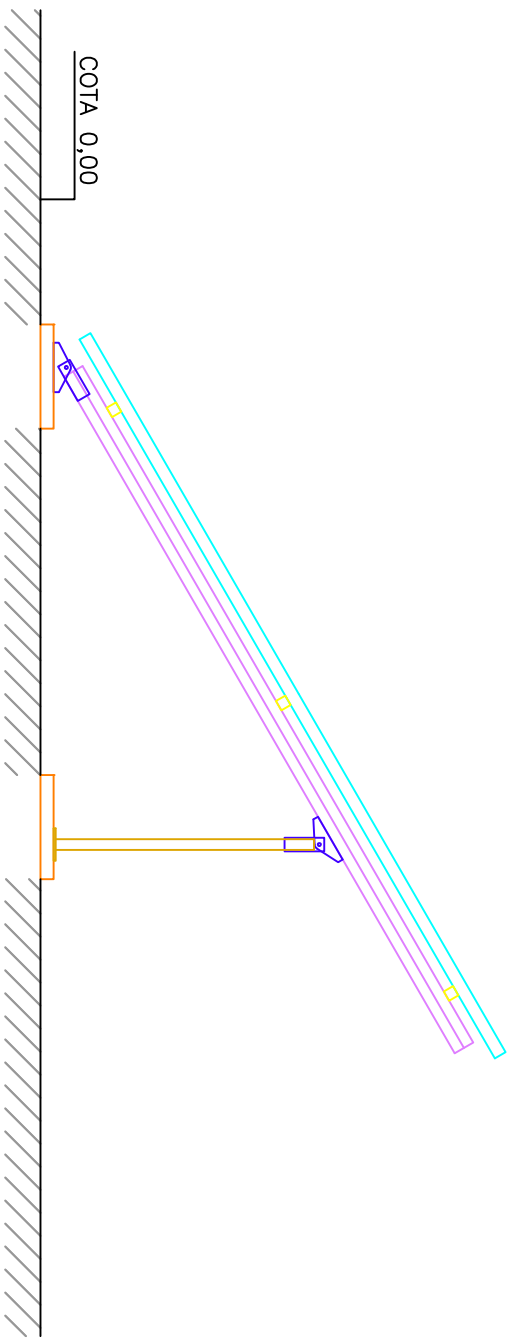
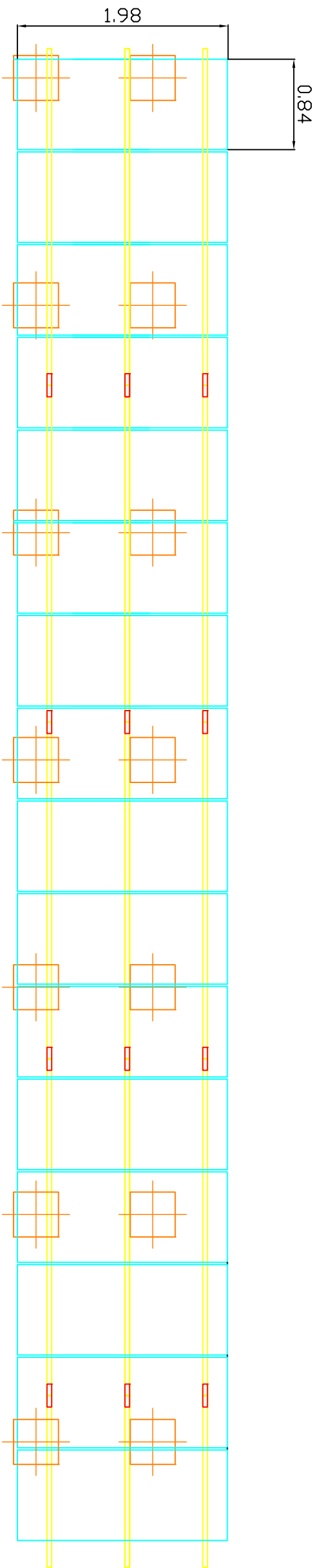
Innovation in Systemtechnik
 für den Erfolg der Photovoltaik



PLANOS



	
UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID	
Ing. Técnico Industrial I	
Esther Sanz López-Arquero	
Español S/N	
PLANO: EMPLAZAMIENTO	
PROYECTO ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA 5 KW	



COTA 0.00



UNIVERSIDAD CARLOS
III DE MADRID

PROYECTO ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA 5 KW

PLANO: PANELES Y ESTRUCTURA

Ing. Técnico Industrial :
Esther Sanz López-Argumedo

ESCALA: S/N

